

УДК 622.276.1/.4.001.57

**ОПЕРАТИВНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
КЛАСТЕРИЗАЦИИ ФАЦИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Д.Ю. Чудинова, М.Д. Бурумбаева, Ю.А. Котенев

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет»

**EXPEDITIOUS MODELLING OF DEPOSITS OF OIL WITH USE OF
MATHEMATICAL METHODS OF THE CLUSTERING OF FACIAL
DEPOSITS**

D. Yu. Chudinova, M. D. Byrymbaeva, Yu. A. Kotenev

FSBEI HE «Ufa State Petroleum Technological University»

E-mail: miracle77@mail.ru

Аннотация. В работе описана методика оперативного учета фаций и фациальной неоднородности при создании геолого-гидродинамической модели. Оперативное диагностирование фациальных отложений основано на математическом методе кластеризации алгоритмом k-means. В работе указаны достоинства и недостатки, а также и способ расчета данного метода для дифференциации и последующего группирования скважин с различными данными. Объектом исследования является терригенный пласт крупного месторождения Западной Сибири нижнемелового возраста. В фациальном отношении пласт сформировался в переходной обстановке осадконакопления и включает отложения как морского, так и переходного генезиса. Исследование проводилось по 900 скважинами пласта-коллектора, по данным геофизических исследований-кривых ПС, оис, с контролем по кривым ГК.

По результатам кластерного анализа были выделены несколько

групп, отличных по форме кривых геофизических исследований (ГИС). Сопоставление данных каротажа групп, полученных в результате кластеризации с типовыми формами кривых по В.С. Муромцеву, были выделены фациальные отложения пляжа, промоин разрывных течений, вдольбереговых промоин, верхняя часть предфронтальной зоны пляжа, трансгрессивные валы предфронтальной зоны, нижняя часть предфронтальной зоны пляжа, подводные валы предфронтальной зоны пляжа, вдольбереговые бары. Полученные данные были соотнесены с их площадным распространением и полученное распределение не противоречит особенностям осадконакопления данного региона.

Оперативное диагностирование фациальных отложений с помощью кластерного анализа позволяет корректно оценить положение коллектора геологической модели и спрогнозировать петрофизические свойства и особенности пласта, исключить субъективные ошибки специалиста и снизить время оценки при работе с большим количеством данных.

***Ключевые слова:** кластеризация, метод, пласт-коллектор, модель, алгоритм, фация.*

Abstract. In the work, the technique of expeditious modeling of deposits of oil with use of facies and facial heterogeneity is described during creation of geological and hydrodynamic model. Expeditious diagnosing of facial deposits is based on a mathematical method of a clustering by an algorithm k-means. In the work merits and demerits of this method and a way of his calculation for differentiation and the subsequent grouping of wells with various data are specified. An object of a research is terrigenous layer of the large-scale deposit of Western Siberia of Lower Cretaceous age. In the facial relation layer was created in a transitional situation of sedimentation and includes deposits of both sea, and transitional genesis. The research was conducted on 900 wells of layer collector, according to geophysical researches curves PS, α_p s, with control under the curve of GR log.

By results of the cluster analysis several groups, excellent in the form of curve geophysical surveys have been allocated. Comparison of the allocated groups given logging received as a result of a clustering with standard forms of curves according to V.S. Myromtsev facial deposits of the beach, a gully of explosive currents, alongshore gullies, the top part of shoreface, transgressive shaft of shoreface, the lower part of a shoreface, underwater shaft of a shoreface of the beach, alongshore bars have been allocated. The obtained data have been correlated to their vulgar distribution and the received distribution doesn't contradict features of sedimentation of this region.

Expeditious diagnosing of facial deposits by means of the cluster analysis allows to estimate more competently the provision of a collector of geological model and to predict petrophysical properties and features of layer, to exclude subjective mistakes of the expert and to lower assessment time during the work with a large number of data.

Keywords: *clustering, method, layer collector, model, algorithm, facies.*

Фациальная диагностика пластов-коллекторов является одной из важных задач при геологическом моделировании, распределении остаточной нефтенасыщенности и обосновании подбора эффективных геолого-технических мероприятий.

Определение фациальной характеристики пласта-коллектора позволяет также оценить его внутреннее строение, распределение коллектора и неколлектора по разрезу, определить формы различных аккумулятивных тел и положение зон выклинивания и замещения коллектора.

На всех этапах от обработки данных для создания геолого-гидродинамических моделей до оценки эффективности и обоснования применения технологий извлечения флюида из пласта необходимо учитывать типы коллектора и принадлежность скважин к определенным фациальным обстановкам.

Наиболее применимой технологией оценки фациальной диагностики является технология оценки и интерпретации данных геофизических исследований (ГИС). Чаще всего специалисты используют данные кривых ГИС методов электрокаротажа и методов, основанных на измерении радиоактивности пород.

Программные продукты геологического моделирования или картопостроения не обладают специфическими опциями по оценке каротажа и последующей привязке его к определенному типу фаций. Данная процедура чаще всего выполняется специалистами в области нефтегазового дела и является наиболее трудозатратной. Длительность и сложность работы возрастает со сложностью объекта и значительного объема информации. Многие месторождения имеют многопластовую структуру и разрабатываются несколькими сотнями или тысячами скважин.

Для эффективной интерпретации данных каротажа и снижения времени на обработку и интерпретацию, а также исключения «человеческого» (субъективного) фактора, актуальным становится диагностика фациальных отложений при помощи автоматизированных алгоритмов математических методов.

Оперативное диагностирование фациальных отложений и зон их распространения является надежной базой на геолого-гидродинамическом этапе Геологическая модель, построенная с использованием фациальной диагностики – есть фундаментальная база для корректного прогнозирования расположения коллектора, как по площади, так и в разрезе изучаемого месторождения. Такая модель дает более точное представление о распределении петрофизических свойств пласта и позволяет моделировать и достоверно прогнозировать выработку флюида из пластов-коллектора при гидродинамических расчетах.

На данный момент существует много различных направлений и созданы различные алгоритмы для распознавания образов и интерпретации кривых ГИС. Авторами работы был выбран кластерный анализ как математический инструмент упорядочивания различных объектов в более однородные группы. Кластеризация позволила в короткий период времени обработать и систематизировать порядка более 900 скважин с данными каротажа методов потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротажа (ГК) и относительных единиц данных ПС – кривых α пс.

Был выбран алгоритм кластеризации - квадратичной ошибки и его подкатегория алгоритм k-means (k-средних). Данный алгоритм является наиболее распространенным и известным. Недостатком такого алгоритма является необходимость указания окончательного числа кластеров, к которому приведет кластеризация данных каротажа. По этому принципу многие исследователи считают данный метод неточным. Однако, было не сложно определить конечное число кластеров, используя метод аналогии палеогеографии схожих объектов с изучаемым [3].

Первое условие корректности процедуры кластеризации и дифференциации скважин на различные группы по характерным признакам схожести диаграмм кривых ГИС, является процедура стандартизации каротажа. Стандартизация каротажа необходима для сравнения и оценки кривых каротажа различных скважин. На рис. 1 представлены варианты корреляционной схемы стандартизованного каротажа и каротажа до стандартизации, на примере данных кривых ПС.

Алгоритм k-means работает по принципу нахождения из общего числа значений случайных записей, которые будут являться начальными центрами кластеров. После этого вычисляются так называемые «центроиды» - центры тяжести кластеров, куда впоследствии смещается каждый центр кластера. Остановка алгоритма производится тогда, когда границы кластеров и расположения центроидов не перестанут изменяться

от итерации к итерации, т.е. на каждой итерации в каждом кластере будет оставаться один и тот же набор записей. [3]

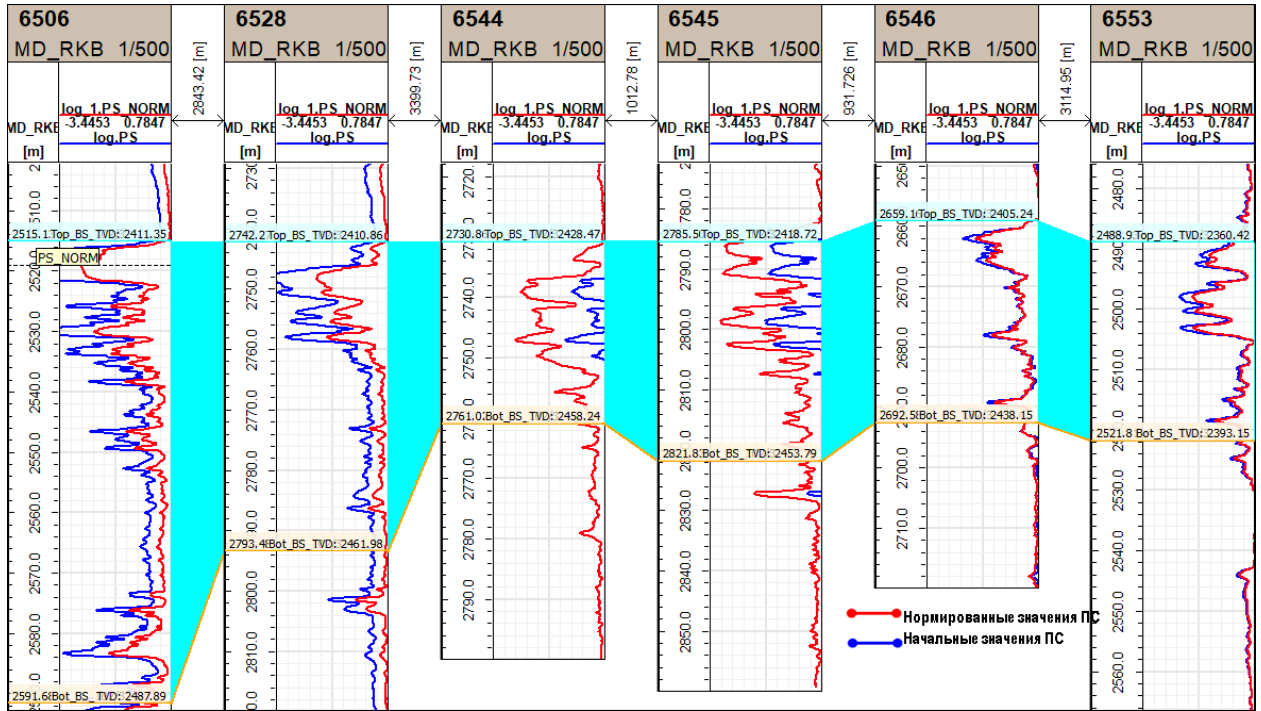


Рис. 1. Пример корреляционной схемы скважин с начальными данными кривых ПС и после стандартизации

Принципиальная схема алгоритма представлена на рис. 2.

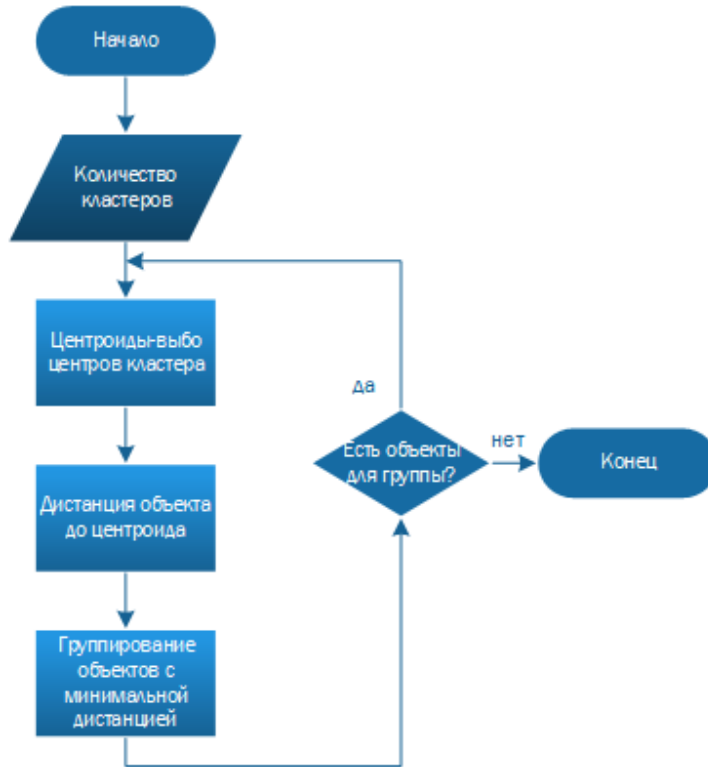


Рис. 2. Принципиальная схема алгоритма кластеризации k-means

Определение кластера для каждой исходной точки анализируемого множества данным методом происходит по формуле (1):

$$V = \sum_{i=1}^N (\arg \min_j \|x_i - c_j\|_2^2) \quad (1)$$

где x_i – анализируемая точка исходного множества;

c_j – представитель кластера.

Метод k-means минимизирует расстояние каждой анализируемой точки до центра наиболее близкого к ней кластера, тем самым проводится дифференциация и группирование объектов.

На первоначальном этапе конечное число кластеров, авторами, было задано равное 8. Такой выбор обусловлен аналогией с выделенными фациальными обстановками пласта-коллектора со схожей палеогеографией, а также на основе изучения фациальных типов северной части пласта.

Объектом же исследования в работе является южная часть пласта крупного месторождения Сургутского свода.

Геологический разрез месторождения представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского возраста (рис. 3).

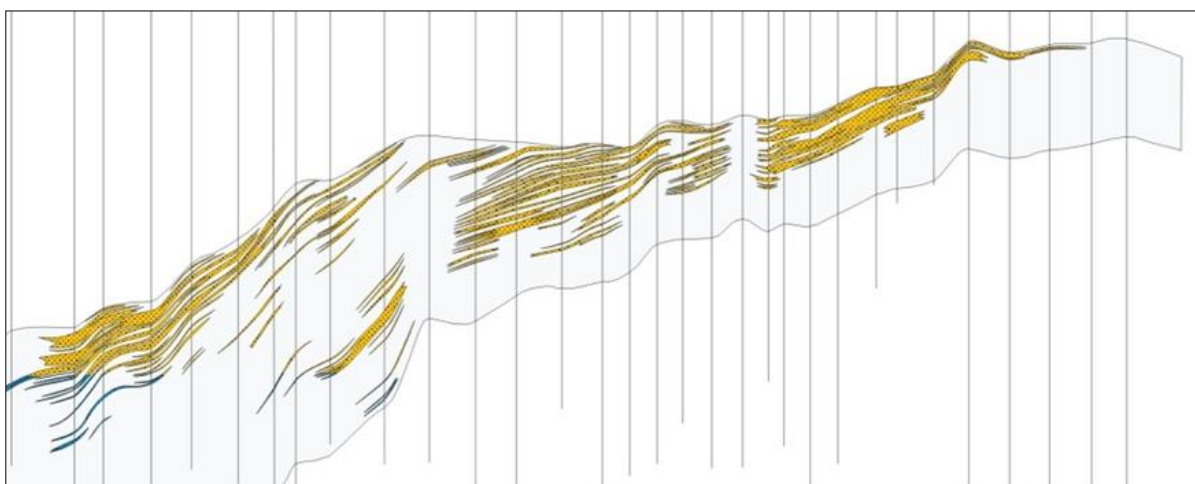


Рис. 3 – Геологический разрез продуктивного пласта

Пласт-коллектор имеет клиноформное строение, фациальные отложения которого имеют характер переходного и морского генезиса. Отложения изучаемого пласта формировались в условиях побережья

дельтового комплекса.

Побережье в свою очередь, имеет углубляющийся в сторону моря профиль, известный как затопляемая зона пляжа, где действуют волновые и индуцированные волнами процессы [1, 4]. Группы выделенных фаций соответствуют вдольбереговым гидродинамическим зонам, показанным на схеме геоморфологических единиц морского побережья, представленной на рис. 4.

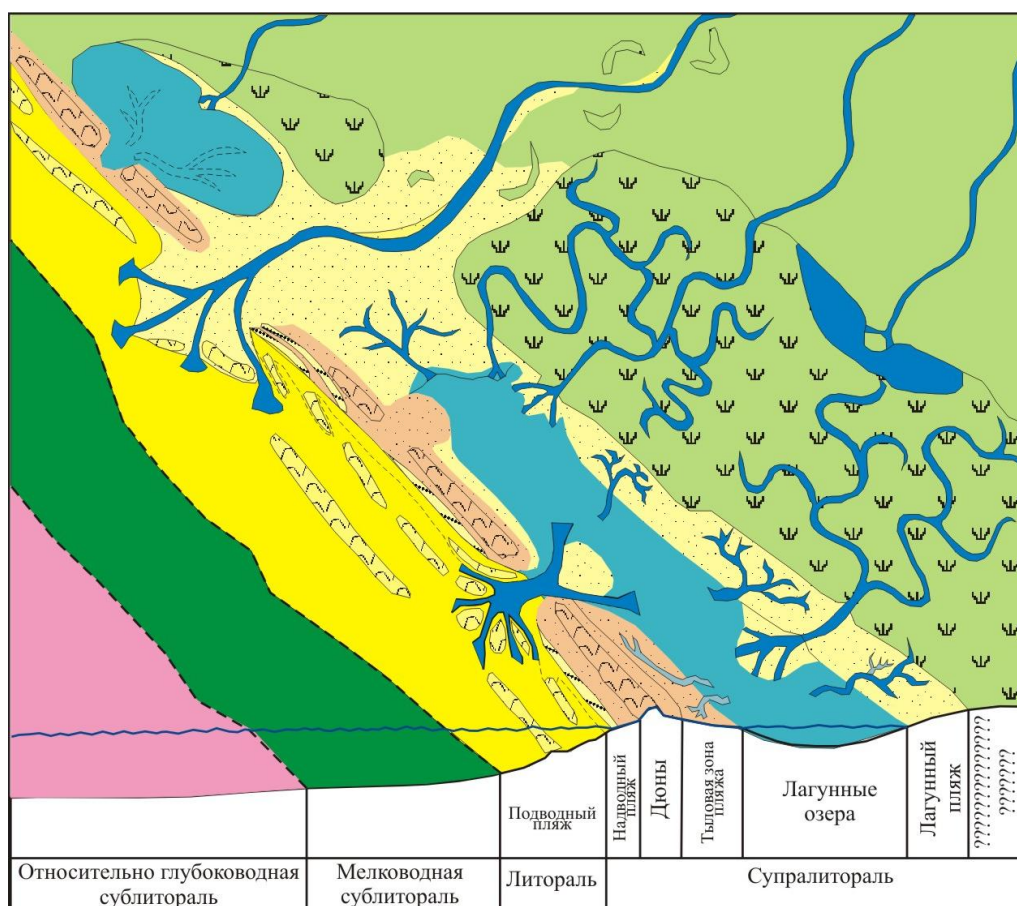


Рис. 4. Реконструкция прибрежных геоморфологических структур различных обстановок осадконакопления по Рейнеку, 1971

Область супралиторали включает в себя отложения эрозионного берега, лагуны, лагунный пляж, тыловую зону пляжа, дюны, надводный пляж, а также протоки, соединяющие лагуну с морем [5].

Проведение процедуры кластеризации позволило выделить группы скважин, отличных по своим формам кривых αps и выделить меньшие типы фации и диагностировать их.

В результате кластеризации удалось получить группы скважин с одной стороны со схожими формами кривых ПС и Δ ПС внутри каждой группы, а с другой стороны отличными от других групп. На рис. 5 представлены основные формы кривых Δ ПС скважин, разделенных в различные группы.

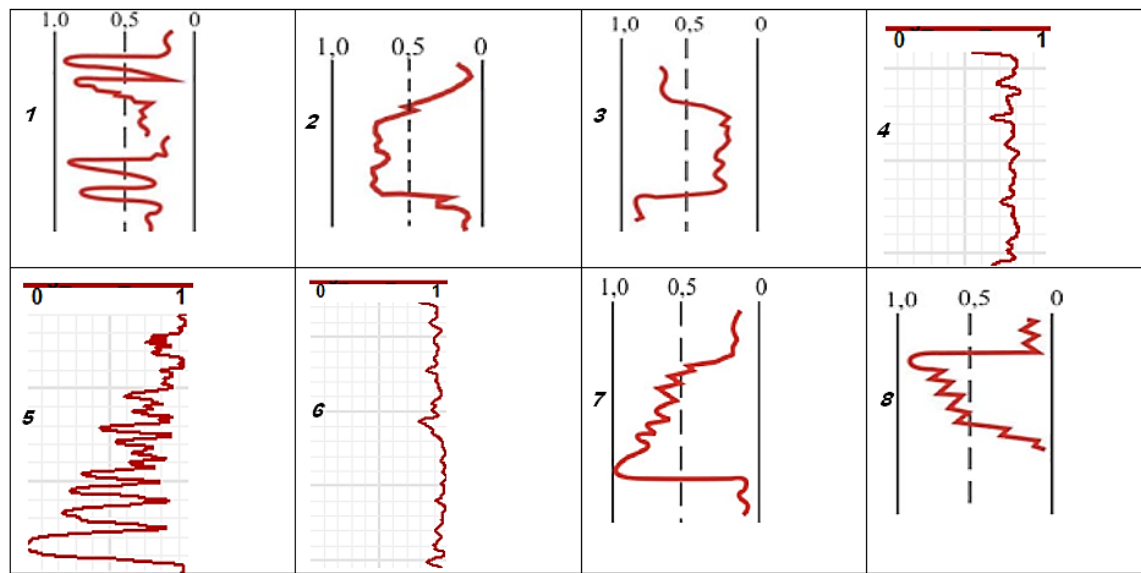


Рис. 5. Примеры типовых форм кривых Δ ПС по группам, полученных по результатам кластеризации

Сравнивая кривые групп, полученных в результате кластеризации с типовыми формами кривых по В.С. Муромцеву [2], авторами был сделан вывод о том, что первый тип ассоциируется с формой кривой Δ ПС пляжа, второй тип с промоинами разрывных течений, третий тип – с фациями вдольбереговых промоин, четвертый тип – верхняя часть предфронтальной зоны пляжа, затопляемая морем, пятый тип ассоциируется с трансгрессивным валом предфронтальной зоны, шестой тип – нижняя часть предфронтальной зоны пляжа, седьмой тип – фации подводных валов, восьмой тип – вдоль береговых регрессивных баров и подводных валов.

Полученное значение распространения фациальных зон по площади совпадает с распространением фациальных обстановок северной части месторождения. Так, фациальные отложения сменяют друг друга с запада глубоководной части, представленной нижней частью предфронтальной

зоны и сетью подводных валов до выклинивания пласта на востоке. Субмеридиональными полосами прослеживается положение фациальных зон пляжа и песчаных тел валов и баров. Полученное распределение точек, анализируемых данных согласуется с моделью формирования и особенностями осадконакопления нижнемеловых отложений изучаемого пласта северной части Сургутского свода, полученной в результате комплексной интерпретации данных глубокого бурения, сейсморазведки и представлений условно прогнозируемых фаций, с моделями современных обстановок осадконакопления. Пространственное положение групп скважин, полученных по результатам кластерного анализа представлено на рис. 6.

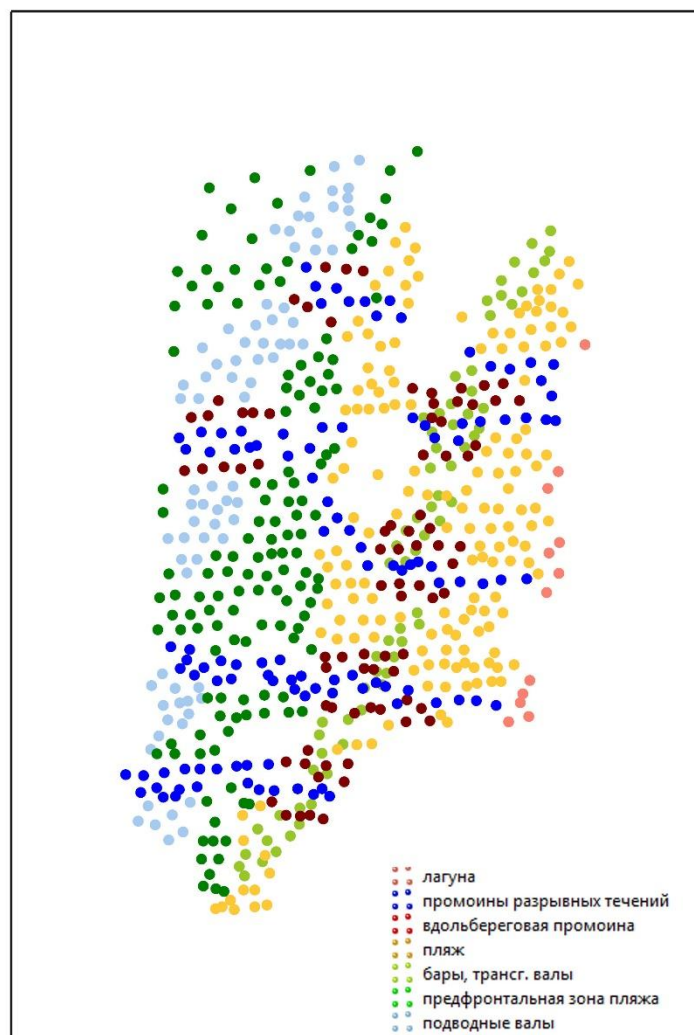


Рис. 6. Пространственное положение групп скважин по площади изучаемого объекта

Полученное значение оперативного диагностирования фациальных обстановок дает лишь приближенное значение к распространению реальной палеогеографии объекта и в последствии должно контролироваться специалистом-геологом. Данный подход облегчает задачу группирования скважин по площади и условной отрисовки зон смены фациальных обстановок. Области, где прослеживается последовательная смена одной обстановки осадконакопления на другую должны быть дополнительно проанализированы специалистом.

Полученные значения необходимо привязывать к керну по скважинам, а также учитывать другие диагностические признаки, такие как литологические, фаунистические, текстурно-структурные особенности пород, слагающих разрезы скважин условно выделенных фаций.

Вывод

В работе представлено оперативное диагностирование фациальных отложений математическим методом данных ГИС для объектов с большим количеством информации. Методом диагностирования фациальных обстановок и последующего группирования был выбран кластерный анализ, а алгоритм кластеризации – k-means. Предложенная методика может быть использована для быстрого автоматизированного анализа палеогеографии района. За счет оперативности диагностирования фациальных отложений процесс моделирования залежей нефти на этапе создания постоянно действующей геолого-гидродинамической модели решает следующие задачи:

- прослеживание положение геологических тел;
- корректное распределение коллектора по площади и в разрезе месторождения;
- корректное моделирование фильтрационно-емкостных свойств пласта с учетом фациальных отложений;

- учет гидродинамических особенностей объекта;
- модернизация существующей системы разработки;
- прогнозирование выработки запасов нефти;
- подбор эффективных геолого-технических мероприятий для повышения нефтеотдачи пласта и как следствие снижение экономических рисков [6].

Представленный в работе подход также снижает время и трудозатраты на оценку и определение фациальных обстановок. Охарактеризованный в статье принцип диагностирования фациальных отложений необходимо контролировать специалистом, как и любую высококвалифицированную задачу.

Список литературы

1. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. — М.: Мир, 1990. — Т. 1. — 332 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — М.: Недра, 1984. — 260 с.
3. Технология анализа данных: [сайт]. URL: <https://basegroup.ru/>
4. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Бриллиант Л.С., Чудинова Д.Ю. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватъеганского и Тевлинско-Рускинского месторождений)// Экспозиция Нефть Газ. Выпуск 3(49) апрель 2016. Издательство ООО «Экспозиция Нефть Газ», 108. с.38-44
5. Чудинова Д.Ю., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х.. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования // Экспозиция нефть газ.4(57),2017 с. 10-14
6. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». Вып. 4(106) -2016,с. 42-53

Сведения об авторах

Чудинова Дарья Юрьевна, аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Российская Федерация
E-mail: miracle77@mail.ru

Бурумбаева Миляуша Дамировна, аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Российская Федерация
E-mail: burumbaevam@gmail.com

Котенев Юрий Алексеевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г.Уфа, Российская Федерация
E-mail: geokot@inbox.ru

Authors

D. Yu. Chudinova, Post-graduate Student, the Chair «Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia
E-mail: miracle77@mail.ru

M. D .Burymbaeva, Post-graduate Student, the Chair «Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia
E-mail: burumbaevam@gmail.com

Yu.A. Kotenev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair of “Geology and Exploration of Oil and Gas Fields”, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
E-mail: geokot@inbox.ru

Чудинова Дарья Юрьевна
450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Космноватов, 1
тел. 89174725434
E-mail: miracle77@mail.ru