

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Геолого-геофизические особенности пространственного распределения
продуктивных коллекторов Сакмарского яруса (на примере
месторождения Южное Оренбургской области)»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Озернова Дениса Алексеевича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. В условиях ограниченности ресурсов нефти и газа, роста потребления нефтепродуктов и цен на них, жесткой конкуренции и быстро меняющейся ситуации на рынке предприятий нефтегазовой отрасли, ключевой областью деятельности, требующей максимально пристального внимания, становится повышение эффективности производств нефтегазовой сфера посредством внедрения инновационных систем автоматизации производственной деятельности.

В то время как все большая часть месторождений выходит на завершающую стадию разработки, перед нефтегазовой промышленностью стоит задача освоения новых месторождений трудно извлекаемых запасов углеводородов, а также снижения риска и затрат при геологоразведке, особенно в регионах, где существует относительно большое количество уже выработанных месторождений.

Одной из ключевых процедур, проводимых при геологоразведке новых месторождений нефти и газа, а также при до разведке уже существующих, является корреляция разрезов скважин. Основной задачей корреляции является идентификация и прослеживание по площади структурных объектов – одноименных стратиграфических комплексов, горизонтов и пластов. От качества корреляции зависит эффективность разведки и разработки месторождений. В следствии множества геологических процессов, протекавших во времени, структура пластов месторождения часто имеет сложный и нерегулярный характер, поэтому сама процедура корреляции скважин обосновано считается сложнейшей неформализованной задачей. За последнее время было множество попыток формализовать процедуру, но большинство авторов так и не закончили исследования в этой области.

Актуальность данной работы заключается в том, что на примере месторождения Южное Оренбургской области рассмотрена методика автоматической корреляции скважин и её возможности в вопросах пространственного распределения продуктивного пласта T_1 по исследуемой площади.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение пространственного распространения продуктивного карбонатного пласта T_1 сакмарского яруса пермской системы с помощью автоматической корреляции скважин на примере месторождения Южное Оренбургской области.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- изучение геолого-геофизического строения района работ;
- изучение методики выделения пластов-коллекторов по данным ГИС;
- определение фильтрационно-емкостных свойств исследуемого пласта;
- определение коэффициента нефтенасыщенности;
- определение характера насыщения продуктивного пласта;
- изучение методики автоматической корреляции скважин;
- построение корреляционной схемы пространственного распределения продуктивного пласта T_1 по скважинам Южного месторождения.

Материал для выпускной квалификационной работы был собран во время прохождения производственной практики. В работе отражены исследования по скважинам Южного месторождения, направленные на решение поставленной цели.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемых источников и приложений.

Основное содержание работы. В разделе 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ описывается об общих сведениях о районе работ и месторождении полезных ископаемых, литолого-стратиграфической характеристике, тектонике и нефтегазоносности.

В подразделе 1.1 говорится о том, что в административно-территориальном отношении Южный лицензионный участок расположен на территории Оренбургской области. Площадь участка недр составляет 35 км².

Ближайшими населенными пунктами являются п. Михайловский, Кировский, Озёрный и др. Сообщение между ними осуществляется по асфальтовым, грунтовым и проселочным дорогам.

В орографическом отношении район работ грядово-холмистый,

изрезанный оврагами, расчлененный долинами рек и ручьев. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 80 до 95 м.

Приводится геолого-геофизическая изученность исследуемого участка, а также сведения по глубокому бурению, испытаниям и конструкции скважин.

В подразделе 1.2 описывается литолого-стратиграфическая характеристика района работ.

В подразделе 1.3 «Тектоника» описывается принадлежность территории к тектонической зоне. Также говорится о наличии тектонических нарушений, типах ловушек, наличии структур, причинах образования углеводородов.

В подразделе 1.4 «Нефтегазность» говорится, что Согласно общепринятому нефтегазогеологическому районированию Южное месторождение относится к Муханово-Ероховской зоне Северо-Бузулукского нефтегазоносного района Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Перспективными являются отложения пермского нефтегазоносного комплекса. Основным фактором, определяющим перспективность описываемой площади в нефтегазоносном отношении, является ее тектоника, надежность покрышек и территориальная близость к уже открытым месторождениям.

Промышленная нефтеносность на Южном месторождении в 2017 г. установлена в отложениях сакмарского яруса приуральского отдела пермской системы (пласт Т₁).

Коллекторами являются доломиты светло-серые, коричневые, темно-коричневые и светло-коричневые по причине нефтенасыщения, микро-тонкозернистые, мелко-тонкозернистые и мелкозернистые, местами с реликтами органогенно-водорослевой структуры, магнезитистые, известковистые, сульфатизированные, пористые с кавернами, кавернозно-пористые, участками пористо-кавернозные и плотные микротрещиноватые, массивные, пятнистые.

Покрышкой пласта служат ангидриты светло-голубовато-серые, плотные, средней крепости, участками мелко трещиноватыми, массивными, с включением гнезд, линз, прослоев доломита.

Также описываются интервалы опробования продуктивного пласта T_1 по всем скважинам и полученный приток.

В разделе 2 описывается методика проведенных исследований.

В подразделе 2.1 говорится о том, что геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород.

Оценка пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности горных пород представляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация в свою очередь может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы и наличие коллекторов, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, газа, нефти и др.).

В подразделе 2.2 описывается комплекс ГИС который был проведен в скважинах Южного месторождения.

В подразделе 2.3 говорится о том, что на основе комплексной интерпретации данных ГИС на стадиях поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений решаются следующие задачи: открытие и оконтуривание месторождения, изучение его геологического строения, выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях, определение основных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки, контроль за разработкой нефтегазовых месторождений.

Комплексной интерпретации предшествует качественная обработка и количественная интерпретация с определением геофизических параметров по диаграммам отдельных геофизических методов.

При решении этих задач используют общие геологические сведения о районе работ, информацию, полученную в процессе бурения, результаты

опробования перспективных пластов испытателями на трубах и кабеле, данные образцов пород, отобранных при бурении и боковым стреляющим грунтоносом

Выделение коллекторов и определение их параметров осуществляется после литологического расчленения разреза скважины.

Также в этом подразделе говорится о методике выделения пластов-коллекторов, об их признаках и сложностях с карбонатным коллектором.

В подразделах 2.4.1-2.4.6 описывается методика определения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта, также методика определения характера насыщения.

В подразделе 2.5 говорится о том, что сводная интерпретация проводится для отдельных продуктивных пластов на заключительном этапе разведки нефтегазового месторождения. Она включает в себя обобщение всех геологических, геофизических материалов и результатов испытаний, полученных для продуктивных пластов.

Цель сводной интерпретации заключается в определении исчерпывающих данных для подсчета запасов нефти и газа месторождения и составления проекта его разработки. Для определения запасов нефти в пласте необходимо знать следующие параметры:

- площадь S_n нефтенасыщенной части коллектора;
- эффективную мощность $h_{эф}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{эф,ср}$;
- пористость K_n и ее среднее значение $K_{n,ср}$ в пределах эффективной мощности;
- нефтенасыщенность K_n и ее среднее значение $K_{n,ср}$;
- плотность σ_n нефти при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273 К);
- объемный коэффициент V_n , равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях;
- вероятное значение коэффициента β_n вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{n,ср}$.

Большинство параметров, необходимых для подсчета запасов, определяют непосредственно по геофизическим материалам ($h_{эф}$, $K_{п}$, $K_{н}$, $K_{г}$) или по комплексу данных ГИС и результатам испытаний (положению контактов между флюидами, построению структурных карт для определения $S_{н}$ и $S_{г}$). Остальные параметры ($\sigma_{н}$, $V_{н}$, P , $P_{к}$, $Z_{г}$, $Z_{г.к}$) находят с помощью испытаний скважин и лабораторных исследований отобранных проб нефти и газа.

Определение $h_{эф}$, $K_{п}$, $K_{нг}$ и положений ГЖК производят с помощью тех же методик, которые использовались ранее при оперативной интерпретации. Различие состоит только в степени обоснованности находимых параметров. В отличие от оперативной интерпретации, где допускается использование приближенных зависимостей между параметрами коллекторов и их геофизическими характеристиками, на этапе сводной интерпретации определение каждого параметра должно быть подтверждено анализами образцов керна, испытаниями пластов и специальными исследованиями, выполненными применительно к данному коллектору.

В подразделах 2.6-2.7 описывается методика корреляции скважин. Основной задачей корреляции является идентификация и прослеживание по площади структурных объектов – одноименных стратиграфических комплексов, горизонтов, пластов. На результатах корреляции базируются все последующие процедуры создания геологических статических и гидродинамических двух- и трехмерных моделей залежей углеводородов. От качества проведения корреляции и построения структурной модели зависит эффективность разведки и разработки месторождений нефти и газа.

В геологии, под корреляцией разрезов скважин понимают выделение характерных горизонтов и определение глубин залегания в различных скважинах, производимое по данным геофизического исследования скважин.

Задача процедуры автоматической корреляции скважин (АКС) заключается в распознавании и прослеживании отбивок пластов вдоль скважин месторождения.

По сути решается задача распознавания образов - нахождения образца

участков одной скважины на других. Основная трудность состоит в том, что при сопоставлении интервалов двух скважин заранее неизвестно, какие из вскрытых стратиграфических горизонтов сохранились в разрезах обеих скважин, а какие были размыты или подвержены иным нарушениям.

Входными данными для АКС может служить множество скважин, на которых отбивка пластов была проведена экспертом. Помимо каротажных кривых ГИС и известных отбивок пластов дополнительными входными данными могут служить результаты сейсмической интерпретации, фациальной интерпретации ГИС, данные исследования керна, структурные карты, карты трендов.

В разделе 3 «Результаты работ» представлены полученные данные по итогу работ.

По результатам исследований в 6 скважинах Южного месторождения были выделены интервалы залегания продуктивного пласта-коллектора Т₁ сакмарского яруса пермской системы.

Далее были определены фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта Т₁, такие как коэффициент пористости, проницаемости. Коэффициент пористости определялся по данным ГГК-п, НГК и АК. Представлены таблицы сопоставления полученных данных по ГИС и керну.

Расчет коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) пластов-коллекторов был выполнен по зависимостям, установленным на собственном керне.

Так же был рассчитан коэффициент нефтенасыщенности. Он определялся по коэффициенту увеличения сопротивления (параметру насыщения P_n). В продуктивных коллекторах коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 71,2% до 92,2, при этом средневзвешенное значение для пласта Т₁ сакмарского яруса составляет – 83,4%. В водонасыщенных коллекторах значение $K_{нф}$ варьирует от 29,3% до 44,8%, исключение составляет последний коллектор в скважине №3, где не смотря на высокое значение сопротивления 140 Ом коэффициент нефтенасыщенности составляет 64,7%. Указанный коллектор обладает ухудшенными коллекторскими свойствами с пористостью равной 7%.

Определение характера насыщения коллекторов и установление их промышленной нефтеносности было основано на знании удельного электрического сопротивления $\rho_{п}$ породы. Определение УЭС проводилось по методу фокусированного зонда и индукционного каротажа.

Итогом работ стали построенные схемы корреляции по скважинам южного месторождения.

Заключение. Таким образом, в процессе написания выпускной квалификационной работы были изучены особенности геолого-геофизического строения района работ, методика комплексной и количественной интерпретации данных ГИС, также были изучены основы определения фильтрационно-емкостных свойств исследуемого пласта, а также основы корреляции скважин.

В результате исследования месторождения Южное Оренбургской области был выделен и детально изучен продуктивный карбонатный пласт T_1 приуроченный к сакмарским отложениям приуральского отдела пермской системы.

В 6 пробуренных эксплуатационных скважинах были выделены интервалы залегания продуктивного пласта по данным ГИС, а также полученные данные были сопоставлены с данными опробования скважин. Затем были определены фильтрационно-емкостные характеристики изучаемого пласта, определены коэффициент нефтенасыщенности и определен характер насыщения и составлены корреляционные схемы по скважинам Южного месторождения на основе которых был сделан вывод о геолого-геофизических особенностях пространственного распределения исследуемого пласта.

В результате работ можно отметить, что корреляция скважин является основополагающей изучения внутреннего строения залежи и моделирования любого геологического объекта. На результатах корреляции базируются все последующие процедуры создания геологических, статических и гидродинамических двух- и трехмерных моделей залежей углеводородов. От качества проведения корреляции зависит эффективность разведки и

месторождений нефти и газа, также помогает существенно сократить расходы, а это в настоящее время является очень важным фактором при разработке месторождений нефти и газа

На основании результатов, полученных при детальной корреляции, проводятся другие геологические построения: геологические профили, карты толщин, карты распространения разных типов пород-коллекторов и другие необходимые для дальнейшей разработки построения.