

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**« Интерпретация геофизических материалов
участка Сплавнухинского месторождения »**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТОРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 2 курса 261 группы
направление 05.03.01 геология
геологического факультета
Джумагалиевой Гузель Алимжановны

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. В настоящее время существует много разного рода полевых методик, программных комплексов и достаточно сложных технологий прогнозирования нефтегазоносности недр по геофизическим данным, но проблему все еще нельзя считать решенной. На кафедре геофизики геологического факультета в Саратовском государственном университете были выполнены исследования, позволившие создать рациональный комплекс, пригодный для ранжирования территорий по степени их нефтегазоперспективности. В него включены геофизические и геохимические методы, позволяющие получать взаимодополняющую косвенную и прямую информацию о возможной нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами, преодолевая комплексированием одно из главных препятствий - косвенный характер геофизических данных, мешающий осуществлению достоверного прогноза.

Целью исследований, продолжающихся в рамках данной тематики, является оценка возможности применения технологии прогнозирования залежей углеводородов, которая включает рациональный комплекс геолого-геофизических методов полевых исследований.

В представленной квалификационной работе рассматриваются вопросы геологического строения Сплавнухинского лицензионного участка, особенности методики исследований и собственно авторские результаты. Приведены результаты предыдущих исследований.

Основное содержание работы. В 1 разделе работы «Интерпретация геофизических материалов участка Сплавнухинского месторождения» даются сведения о геологическом разрезе месторождения Сплавнухинское (подраздел 1.1), который представлен архей-протерозойскими, девонскими, каменноугольными, пермскими, юрскими, меловыми, неогеновыми и четвертичными осадочными отложениями. Отмечается, что в тектоническом отношении месторождение Сплавнухинское расположено в пределах сложно построенного Рязано-Саратовского прогиба, представляющего систему впадин и разделяющих их зон поднятий.

С северо-запада Золотовско-Каменная приподнятая зона отделена от Карамышской впадины двумя протяженными тектоническими нарушениями субширотного простирания, которая отвечает древнему Сплавнухинскому прогибу. На западе Сплавнухинский прогиб соединяется с Линевской мульдой Уметовско-Линевской впадины, на востоке прогиб теряет свою морфологическую выраженность при подходе к Степновскому сложному валу. Сплавнухинский лицензионный участок расположен в западной части Сплавнухинского прогиба. (подраздел 1.2).

Указывается (подраздел 1.3), что территория Сплавнухинского лицензионного участка (Красноармейский район), согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Приволжскому нефтегазоносному району Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Продуктивный пласт тектоническими нарушениями разбит на блоки (I, II, III), содержащие самостоятельные залежи нефти. По результатам опробований и по промыслово-геофизическим исследованиям признаков промышленной нефтегазоносности в других отложениях разреза месторождения не отмечено.

Нефтяная залежь I блока. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по данным ГИС (подошва продуктивного пласта) на абсолютной отметке - 3074,8 м. Размеры залежи в контуре нефтеносности составляют 1,8 x 0,75 км, этаж нефтеносности составляет более 15 м. Залежь пластовая, тектонически-экранированная.

Нефтяная залежь II блока. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного прослоя в скв.52 на абсолютной отметке -3048,7 м. Размеры залежи в контуре принятого ВНК составляют 3,8 x 1,2-2,0 км, этаж нефтеносности равен 38,7 м. Залежь пластовая, структурно-тектонически экранированная.

Нефтяная залежь III блока с трех сторон контролируется тектоническими нарушениями и имеет самый высокий гипсометрический

уровень. Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 12,8 м. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по данным ГИС (подошва продуктивного пласта в скв. 27) на абсолютной отметке -2986,8 м. Размеры залежи в контуре нефтеносности составляют 3,7 x 1,3 км, этаж нефтеносности составляет более 26,8 м. Залежь пластовая, структурно-тектонически экранированная.

Разработка Сплавнухинского месторождения осуществлялась с 1970 по 2003 гг.

В настоящее время на месторождении находится 7 законсервированных скважин: №№ 1, 2, 20, 24, 27, 54, 58

Раздел 2 посвящен методике полевых работ.

В пределах небольшого участка размером 7,2 км² были проведены по густой сети гравиметрические, магнитометрические, газогеохимические, капнометрические съемки с использованием современной высокоточной аппаратуры.

Гравиметрическая съемка выполнялась по профилям общей длиной с шагом 200 м x 200 м (что в общей сложности составило 36 пог. км профилей). Съемка выполнялась высокоточным компьютеризированным гравиметром AUTOGRAV CG-5 № 40424 фирмы SCINTREX (Канада)

Перечисленные методы реализуются по большей части в авторских технологиях. Среди них - изюминка комплекса - термомагнитный метод (ТМК) выявления нефтегазовых структур [Молостовский; Шигаев, 2002].

Метод основан на определении тонкодисперсных аутигенных минералов (пирит и сидерит), возникающих в почвенном покрове, под действием восходящего потока газообразных веществ по ослабленным зонам и разломам на периферии структуры, концентрации и размерность зерен которых недостаточны для их определения с помощью оптического или рентгеноструктурных методов.

Метод газовой съемки заключается в изучении состава и распределения углеводородных газов на исследуемой площади. Все разновидности газовой

съемки основаны на определении микроконцентраций метана, этана, пропана, бутана, пентана, гексана, содержащихся в породах и подземных водах.

В сочетании с газовой съемкой было предложено применять термомагнитный метод, которые взаимно дополняют и контролируют друг друга [Молостовский 2004; Шигаев, 2002]. Многие термомагнитные и газовые аномалии формируют кольцевые или полукольцевые структуры над крыльями продуктивных антиклинальных поднятий. Наибольший термомагнитный эффект наблюдается на периферийной части структуры, как бы повторяя контуры нефтегазоносности. Непосредственно над залежами фиксируется термомагнитный минимум. Такой кольцевой характер аномальных значений термомагнитного коэффициента (ТМК) объясняется интенсивным эпигенетическим минералообразованием в наиболее ослабленных зонах, являющимися путями миграции УВ.

В аномальном гравитационном поле над залежью нефти и газа обычно наблюдается минимум силы тяжести, иногда с резким горизонтальным градиентом на концах. Наличие минимума может быть основным поисковым признаком при оценке нефтегазоносных структур, хотя такое четкое проявление залежи в суммарном поле Δg отмечается не всегда [Рыскин, 2007]. В магнитном поле над залежью также чаще всего наблюдаются минимумы. В итоге над залежью картируется кольцевая геопотенциальная аномалия – факт достаточно широко известный из практики применения гравимагнитных методов [Рыскин, 2007].

Геоэлектрохимический метод поиска нефтегазовых местоскоплений [Молостовский, 2004] основан на выявлении наложенных ореолов подвижных форм микроэлементов тяжелых металлов (Mn, Ni, Cu, Ti и т.п.), образующихся в породе под воздействием мигрирующих из залежи углеводородов. Выделение слабо закрепленных микроэлементов из валового содержания осуществляется за счет активизации геохимического процесса электрическим током.

Корреляционный метод разделения геофизических аномалий. Это процесс геологического истолкования геофизических аномалий в рамках корреляционной модели подразделяется на два этапа.

1.Выявление и описание связи между изучаемой геологической характеристикой H и комплексом геофизических характеристик на некоторой совокупности точек, где эти характеристики определены, заданы. Эту совокупность будем называть эталонным пространством Φ .

2.Прогнозирование геологической характеристики H по принципу аналогий на некотором прогнозном пространстве Ψ с помощью установленной на эталонном пространстве связи - оператора A_{Φ} .

Методика КОМР (корреляционный метод разделения) геофизических аномалий позволяет выделить из прогнозирующего геофизического поля F ту его часть $F_{ост.}$, которая как угодно тесно (в смысле величины коэффициента корреляции $R(F_{ост.}, H)$) связана с изучаемой геологической характеристикой H .

В 3 разделе приводятся результаты полевых исследований. Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в ардатовских отложениях среднедевонского возраста. Залежи нефти приурочены к продуктивному пласту IVa ардатовского горизонта. Продуктивный пласт тектоническими нарушениями разбит на блоки (I, II и III), содержащие самостоятельные залежи нефти.

Основная особенность термомагнитного поля полигона – его отчетливая пространственная дифференциация. Значительная часть почв имеет фоновые или близкие к ним значения ТМК (до 5,5). На пониженном фоне резко выделяются несколько аномальных зон [Рыскин 2009, Молостовский 2004].

В 4 разделе приводятся результаты выполненных интерпретации

Проанализированы результаты сопоставления местоскопления продуктивных отложений реального геологического разреза по профилю скважин 2-24-57-20.

Графики были построены по значениям, которые были сформированы при оцифровке карт ТМК, исходных гравиметрических полей, поля силы тяжести после снятия тренда I степени, магнитометрических полей, КП1 и КП2.

Проанализируем каждый параметр отдельно.

Значения графика ТМК не постоянны. Значения от 5 усл. ед. от точки второй скважины до границы контакта на разрезе. Непосредственно над залежами отсутствие аутигенных минералов свидетельствует о возможном наличии углеводородов, но в данном случае этот критерий прослеживается не по всему графику. Значения ТМК на скважинах максимальны, что не соответствует модели продуктивности и не совпадает с теоретическими предпосылками. Возможное объяснение этому факту - нарушение покрышки в области скважин или загрязнение почвы углеводородами в области отбора образцов.

На графике исходного гравитационного поля видно, что положительные значения в точке скважины 2 снижаются до нулевых в зоне тектонического разлома и границы перехода от водоносных к нефтеносным пластам и переходят в отрицательные.

На следующем графике значений поля силы тяжести, освобожденном от влияния регионального фона минимум совпадает с началом второго тектонического блока, в районе 57 скважины фиксируется повышение, в итоге наблюдается инверсное сочетание остаточных аномалий с геометрией структуры, если вернуться к графику Δg , полученному с карты 200000 масштаба, то увидим минимум по всему профилю.

График магнитного поля, демонстрирует минимум, локальные минимумы до $-0,11$ нТл приурочены к разломам.

На графике КП1, со 2 скв. Снижается до нуля в зоне водонефтяного контакта, а с 57 скв. наблюдается его повышение.

График КП2, повторяет геометрию остаточного поля Δg . Т.е. наблюдается инверсное сочетание параметра с поверхностью продуктивного горизонта.

Для более ясной картины взаимоотношений полей и параметров графики формировали в более удобном вид. В итоге получили геолого-геофизическую модель совокупных графиков.

На модели совокупных графиков представлены изменения значений геофизических параметров профильной линии по скважинам 2-24-57-20, которые строго совмещены по горизонтальному масштабу. Проанализируем полученные приложения. Значения графиков ТМК, исходной силы тяжести, остаточного поля силы тяжести Δg , КП1 и КП2 над водонасыщенным пластом выше 0, кроме магнитного поля ΔT . Графики, над тектоническим нарушением и ВНК, имеют следующие значения: ТМК равен 6,7 усл.ед., сила тяжести Δg исходная и КП2 равны 0, остаточное Δg , магнитное поле ΔT и КП1 имеют значения ниже 0. А значения графиков представленные над нефтенасыщенным пластом проявляются по-разному:

ТМК имеет повышенное значение, кроме областей между тектоническим нарушением и 24 скважиной, и также между 24 и 57 скважинами, здесь они меньше 6 усл.ед.

КП1 имеет отрицательные значения от ВНК до скважины 24, затем значения резко увеличиваются, максимальные значения имеются неподалеку от скважины 57 и равны 0,15 усл.ед.

КП2 повторяет контуры графика КП1 и максимальное значение равно 0,35 усл.ед.

Сила тяжести Δg исходная над нефтенасыщенным пластом имеет значение меньше 0 и от скважины 2 до скважины 20 значения понижаются, но около скважины 57 они увеличились, оставаясь ниже 0.

Магнитное поле ΔT представляет по всему разрезу значения меньше 0, но фиксируется первое повышение недалеко от ВНК, а второй, так же как и во всех графиках, рядом со скважиной 57.

И последний график - это остаточное поле Δg . Значения от ВНК до 24 скважины меньше нуля, затем плавно увеличиваются и достигает максимума 0,25 мГал, не доходя до 57 скважины. В 57 скважине значения резко понижаются почти до 0, затем снова увеличиваются до 0,15 мГал и держатся постоянно до точки 20 скважины.

В итоге анализа пометодно построенного графика следуют недостаточно простые выводы из нашего эксперимента. В ходе интерпретации результатов детальной съемки профилей полевого геофизического комплекса методов заметно, что их применение не дает ярко выраженного интерпретационного результата, соответствующего предполагаемым теоретическим аспектам. Созданная геолого-геофизическая модель Сплавнухинского месторождения продемонстрировала сложную изменчивость параметров в рамках четкой геологической ситуации явных зон флюидов с непохожими физическими свойствами.

В дальнейшем выполнен прогноз толщины нефтенасыщенного продуктивного пласта и собственно значений глубин кровли ардатовского горизонта методом КОМР по всей площади. Для чего были созданы числовые матрицы параметров термомагнитного коэффициента и параметра толщины и параметра глубин отражающего горизонта ТМК, структурная карта и карты толщины.

На карте толщины в северной ее части, в области 2 скважины, отсутствуют значения толщины. Принято решение получить прогнозные значения в этой области.

При подготовке файла с исходными данными были построены таблицы. В каждой эталонной и контрольной точке снимались значения координат X и Y, геологической характеристики (глубины залегания

интересующего горизонта) H , а также значения прогнозирующего поля (в нашем случае поле ТМК).

В файл **HPoints.txt** записался результат прогноза, если область прогнозных данных представлена некоторыми точками.

Для сравнения с КОМРОм был совершен прогноз и подсчитан коэффициент корреляции в Excel для поля ТМК и толщины нефтенасыщенного продуктивного пласта, и для поля ТМК и структурной карты. Так же строились таблицы и в команде «предсказ», и «коррел» высчитывался прогноз.

Проанализируем полученные результаты в КОМРОе и в Excel.

Коэффициент корреляции подсчитанный в КОМРОе и в Excel для структурной карты и для карты мощностей очень низкая

Чрезвычайно важным в практическом отношении обстоятельством, является и тот факт, что при достаточной плотности эталонных точек, в которых заданы геолого-геофизические поля, полезную компоненту можно и не вычислять [Рыскин, 2005]. Для ее выявления можно ограничиться построением профиля, что мы и сделали в дальнейшем.

Далее прогноз был получен геолого-геофизической модели по профилю скважин 2-24-57-20.

Представлены результаты прогноза и расчета коэффициентов корреляции в КОМРО и Excel для поля ТМК и толщины нефтенасыщенного продуктивного пласта, и для поля ТМК и структурной карты.

$K_{\text{коррел}}$ между ТМК и картой мощностей нефтеносности при подсчетах в КОМРОе и Excel $K_{\text{коррел}}$ не изменяется и ≈ 0.39 . $K_{\text{коррел}}$ между ТМК и отражающим горизонтом при подсчетах в КОМРОе и Excel был $= 0.46$.

Затем мы из схемы расположения убрали точки со значениями, которые «выпадали» из общего вида, что может быть обусловлено рядом причин - они находились на тектоническом разломе и углеводороды мигрировали по менее плотным породам, либо из-за того, что скважина 2 и

24 выработаны, и получили следующие значения $K_{\text{коррел}}$. После удаления значений, выделенные красным цветом, $K_{\text{коррел}}$ между ТМК и мощностью нефтеносности не изменился и равен 0.39, а $K_{\text{коррел}}$ между ТМК и отражающим горизонтом стал равен 0.9.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью исследования являлась оценка возможности применения технологий прогнозирования залежей.

В представленной квалификационной работе рассматривались вопросы геологического строения Сплавнухинского лицензионного участка, особенности методики исследований и собственно авторские результаты.

В итоге анализа пометодно построенного графика следуют недостаточно простые выводы из нашего эксперимента. В ходе интерпретации результатов детальной съемки профилей полевого геофизического комплекса методов заметно, что их применение не дает ярко выраженного интерпретационного результата, соответствующего предполагаемым теоретическим аспектам. Созданная геолого-геофизическая модель Сплавнухинского месторождения продемонстрировала сложную изменчивость параметров в рамках четкой геологической ситуации явных зон флюидов с непохожими физическими свойствами.

Коэффициент корреляции подсчитанный в КОМПЕ и в Excel для структурной карты и для карты мощностей очень низкая

Итоги полученных результатов. $K_{\text{коррел}}$ между ТМК и картой мощностей нефтеносности при подсчетах в КОМПЕ и Excel $K_{\text{коррел}}$ не изменяется и ≈ 0.39 . $K_{\text{коррел}}$ между ТМК и отражающим горизонтом при подсчетах в КОМПЕ и Excel был $=0.47$,

При трансформации эталонного массива - (когда убрали точки в области 2 и 24 скважины) $K_{\text{коррел}}$ стал $=0.9$.

Чрезвычайно важным в практическом отношении обстоятельством, является и тот факт, что при достаточной плотности эталонных точек, в которых заданы геолого-геофизические поля, полезную компоненту можно и

не вычислять. Для ее выявления можно ограничиться построением профиля, что мы и сделали.