

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

Кафедра геофизики

**«Обоснование оптимального комплекса ГИС для определения ВНК на
примере Володарского месторождения Радищевского свода»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

геологического факультета

Шип Андрея Ивановича

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 2024

Введение. Определение начального и текущего положения водонефтяного контакта разрабатываемых залежей в скважинах, обсаженных стальными колоннами, для всего многообразия типов коллекторов и минерализации пластовых и закачиваемых вод является достаточно сложной задачей.

В терригенных коллекторах с эффективной пористостью от 20% и более и минерализацией пластовой воды 18-20 г/л определение межфлюидных контактов на качественном уровне с большой долей уверенности (до 100%) прослеживается с помощью радиоактивных методов. Однако при эффективной пористости от 11 до 13% и независимо от минерализации пластовой воды эффективность определения ВНК с качественной оценкой текущей нефтенасыщенности снижается (до 90-95%).

Поэтому в практике промыслово-геофизических работ необходимо выработать эффективный комплекс ГИС для определения местоположения ВНК.

Целью данной выпускной работы является обоснование оптимального комплекса ГИС для определения межфлюидных контактов.

Для осуществления поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- выбор методов ГИС, позволяющих наиболее эффективно определить характер насыщения пластов;

- оценка характера текущего насыщения на примере неперфорированного пласта-коллектора Б0 бобриковского горизонта в скважинах, обсаженных стальными колоннами по радиоактивным методам;

- определение водонефтяного контакта по скважинам Володарского месторождения;

- прослеживание текущего местоположения ВНК.

В качестве объекта исследования выбрано Володарское месторождение. Данное месторождение выбрано не случайно, т.к. на этом месторождении проводилось большее количество исследований радиоактивными методами в

колонне для определения на качественном уровне текущего характера насыщения пласта-коллектора в процессе эксплуатации.

Для подтверждения результатов обработки и интерпретации полученных данных был использован фондовый материал комплекса ГИС, проведенный ранее в открытом стволе. Также были использованы данные количественных показателей фильтрационно-емкостных свойств данного пласта - коэффициенты пористости и насыщения. Определение коллекторских свойств и оценка характера насыщения проводились по методикам интерпретации ГИС, разработанные для данной группы месторождений с учетом лабораторных анализов керна.

Работа состоит из разделов: геолого-геофизическая характеристика месторождения, характеристика комплекса ГИС, применяемого на Володарском месторождении, методика обработки данных ГИС, результаты исследований

Основное содержание работы. Первый раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика месторождения.

Месторождение расположено на правом берегу р.Волга в 12 км от Саратовского водохранилища. К юго-западу от месторождения в 18 км протекает р.Терешка (приток р.Волги). Территория представляет собой равнину сильно расчленённую оврагами, балками и речными долинами. Энергоснабжение района осуществляется от Куйбышевской ГЭС. Основным источником водоснабжения населения служат подземные воды меловых отложений.

Геологический разрез Володарского месторождения изучен по разведочным и эксплуатационным скважинам от кристаллического фундамента до отложений четвертичной системы и типичен с разрезами соседних месторождений.

В тектоническом отношении территория расположения Володарского месторождения связана с Радищевским валом - одним из крупных

тектонических элементов Жигулевско-Пугачевского свода. Радищевский вал располагается в юго-восточной части Жигулевско-Пугачевского свода и имеет северо-восточное простирание. Его формирование, также как и соседнего Александровского вала и разделяющего их Адоевского прогиба, обусловлено разрывными дислокациями кристаллического фундамента. Сочленение Радищевского вала и Адоевского прогиба проходит вдоль флексуры с амплитудой до 60 м.

В пределах Радищевского вала по данным структурного бурения, сейсмических и гравиметрических исследований выделен целый ряд небольших по площади и амплитуде структур III порядка, среди которых находится и Володарское поднятие. Одной из выявленных особенностей геологического строения рассматриваемого района является совпадение структурных планов верхнекаменноугольных горизонтов, картируемых структурным бурением, со структурными планами нижележащих комплексов для большей части выявленных локальных структур, несмотря на наличие перерывов в осадконакоплении и различия в литологическом составе пород. Это обстоятельство позволяет использовать данные бурения структурных скважин для уточнения строения и размеров локальных структур по более глубоким горизонтам.

Володарское поднятие представляет собой пологую брахиантиклинальную складку, северное крыло и юго-западная периклиналь которой осложнены дизъюнктивными нарушениями, подтвержденными сейсморазведкой. Скважинами эти нарушения не подсечены, но об их наличии можно судить по разнице абсолютных отметок по кровле продуктивных пластов, которая между скв. 2 и 6 достигает 120 м, а между скв. 1 и 5 - почти 40 м. Размеры поднятия по стратоизогиipse -965 м (кровля пласта Б2) составляют 4х1,2 км.

По макроописанию образцов, отобранных из скважин Володарского и

соседних месторождений, терригенные продуктивные пласты сходны по диалогической характеристике. Представлены они в основном песчаниками коричневого и коричневатого-серого до черного цвета, мелко- и среднезернистыми, слабо сцементированными, с глинистым цементом, часто массивными линзами алевролита и тонкими прослойками унифицированного детрита.

Проведенный анализ данных исследований керна по южной группе месторождений Ульяновской области показал, что по характеру распределения пористости и проницаемости породы-коллекторы представлены в основном тремя типами. Первый тип (I) представлен средне-мелкозернистыми слабосцементированными песчаниками и рыхлыми песками (при лабораторных исследованиях образцы керна часто рассыпались), обладающими высокими емкостными и фильтрационными свойствами: пористость изменяется от 22 до 32 %, в среднем - 26 %, проницаемость - от 150 до $4885 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем - $470 \cdot 10^{-3}$ мкм². Второй тип (II) состоит из мелкозернистыми, часто глинистыми и алевролитистыми, сцементированными песчаниками, пористость которых колеблется в пределах от 11 до 22 % и в среднем составляет 18 %, проницаемость - от 15 до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем - $55 \cdot 10^{-3}$ мкм². Тип III представлен в основном глинистыми алевролитами, пористость которых в большинстве случаев не превышает 11 %, проницаемость $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эти значения пористости и проницаемости могут быть приняты в качестве предельных при разделении пород бобриковского горизонта на коллекторы и неколлекторы.

По данным исследований керна пористость пород бобриковского горизонта изменяется от 10,1 до 27,5 %, проницаемость — от 1 до $2063 \cdot 10^{-3}$ мкм², по материалам ГИС, соответственно, от 11,0 до 27,0 % и от 7,1 до $670 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На Володарском месторождении притоки нефти получены из пластов Б2, Б1 и Б0. Дебит нефти из пласта Б2 в разведочных скважинах при самоизливе составлял от 13-15 (скв. 1 и 7) до 43 т/сут. (скв.8).

Второй раздел « Характеристика комплекса ГИС, применяемого на Володарском месторождении». Положение ВНК в необсаженных оценочных, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации месторождения, устанавливается методами электрометрии. Эта информация о перемещении ВНК является наиболее достоверной.

Контроль перемещения ВНК в обсаженных скважинах осуществляется в основном по данным нейтронных методов, которые основаны на различии хлорсодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, влияющие неодинаково на показания нейтронных методов.

В терригенных коллекторах с эффективной пористостью от 20% и более при минерализации пластовой воды 18-20 г/л решение данной задачи возможно на качественном уровне путем исследований импульсного нейтрон-нейтронного метода в комплексе с нейтронным гамма-методом и гамма-методом.

При исследовании Володарского месторождения был использован комплекс ГИС, который включал в себя основные и вспомогательные методы.

Комплекс ГИС, проводимый по всему стволу скважин в масштабе 1:500, включал стандартный каротаж, РК, АК, профилометрию (ДС), электротермометрию и замер кривизны. Для детального изучения продуктивной и перспективных частей разреза в масштабе 1:200 использовался комплекс, включающий стандартный каротаж, БКЗ (6 зондов), БК, АК, МЗ, ИК, МБК, РК, плотностной ГГК, ДС.

Раздел третий «Методика обработки данных ГИС». Исследования выполняются серийной аппаратурой АИНК-43 производства ВНИИА, г. Москва. Модуль АИНК обычно комплексируют с модулями ГК и ЛМ.

Прибор АИНК-43 предназначен для проведения работ по исследованию скважины методом нейтрон-нейтронного каротажа. Благодаря этому прибору изучены характеристики регистрируемых полей в скважине, а так же

зафиксирована скорость считывания импульсов. У прибора АИНК-43 имеется два режима работы:

- тестовый режим (без излучения нейтронов);

- рабочий режим (с излучением нейтронов). В рабочем режиме ведется регистрация тепловых нейтронов.

Результаты исследований по стволу скважин сохраняются в виде текстовой таблицы зависимости геофизических параметров от глубины в файле стандартного формата.

Для обработки данных, полученных при импульсном нейтрон-нейтронном каротаже с использованием аппаратуры АИНК-43, используется программа Ainkroc. Для дальнейшей обработки все данные, записанные и в открытом стволе, и в обсаженной колонне, импортировались и редактировались в программе Log Tools.

В каротажных приборах, непосредственно измеряются сигналы различной физической природы. В зависимости от реализуемой методики измерений непосредственно измеряемые величины преобразуются в расчетные величины (различные функционалы измеряемых величин и геофизические параметры). Для преобразования используются априори установленные связи между измеряемыми и расчетными величинами и необходимые метрологические данные.

Реализованные в комплексе методики базируются на организации взаимодействия между тремя основными объектами:

- каротажными данными - результатами измерений в соответствующих геолого-технических условиях;

- априорными данными об исследуемом геологическом объекте, не зависящими от каротажных данных;

- теоретическими данными, полученными с помощью аппарата имитационного моделирования для заданных геолого-технических условий по априорным данным.

Для определения первоначального положения ВНК, ГВК и ГНК,

характера поверхности раздела водоносной и нефтегазоносной зон в пласте установлено местонахождение коллекторов в разрезах скважин, вычислена их мощности и количественно оценен коэффициент пористости k_p , и коэффициент нефтегазонасыщения $k_{нг}$.

Структура порового пространства зависит от формы, степени отсортированности и цементации зерен, слагающих породу. Чем больше форма зерен отличается от изометрической, чем выше степень неоднородности состава и цементации породы, тем больше извилистость токопроводящих поровых каналов и неравномерность их сечения. При постоянном значении пористости усложнение токопроводящей сети породы приводит к росту ее удельного электрического сопротивления.

В нефтегазонасыщенных коллекторах всегда присутствует некоторое количество пластовой воды, поэтому эти коллекторы обладают конечным электрическим сопротивлением. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов основано на том, что электрическое сопротивление коллектора возрастает с увеличением количества нефти или газа в его поровом пространстве. Для оценки нефтегазонасыщенности коллектора вводят параметр насыщения, как отношение удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта $\rho_{нп}$ к сопротивлению того же пласта, поровое пространство которого полностью заполнено пластовой водой $\rho_{вп}$.

Определение насыщения пород подводит к наиболее важной ступени, которая дает возможность выявить часть залежи, представляющую интерес в промышленном отношении, т.е. возможность определения водонефтяного контакта.

Контакты нефть-вода, газ-вода в природных коллекторах не являются четкими, поскольку наблюдается плавный переход от нефте- или газонасыщенной к водоносной части коллектора. При этом переход от газоносной части коллектора к водоносной более резкий, чем от нефтенасыщенной части. Это объясняется влиянием гравитационных и капиллярных сил на распределение флюидов в порах нижней части

нефтенасыщенного или газонасыщенного коллектора.

Положение ВНК устанавливается по данным комплексных промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин.

В необсаженных оценочных, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации месторождения, ВНК устанавливается методами электрометрии. Эта информация о перемещении водонефтяного контакта является наиболее достоверной. Наиболее эффективно ВНК определяется боковым и индукционным методами.

Определение начального и текущего положения ВНК разрабатываемых залежей в скважинах, обсаженных стальными колоннами, для всего многообразия типов коллекторов и минерализации пластовых и закачиваемых вод является достаточно сложной задачей. Определение ВНК в обсаженных скважинах осуществляется в основном методами радиометрии. Наиболее точно положение ВНК определяется в обсаженных неперфорированных скважинах. Определение текущей и остаточной нефтенасыщенности перфорированных пластов является более сложной задачей. Это связано с тем, что после перфорации и освоения пласта происходит проникновение жидкости в интервал перфорации и оттеснение нефти в глубь пласта. Для увеличения процента достоверности необходимо проводить геофизические исследования после продолжительного свабирования - интенсивной откачки жидкости из пласта.

Контроль перемещения ВНК в обсаженных скважинах осуществляется в основном по данным нейтронных методов, которые основаны на различии хлоросодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, влияющие неодинаково на показания нейтронных методов.

По показаниям нейтронного гамма - каротажа ВНК может быть надежно установлен в пластах, в которых нефть вытесняется минерализованной водой с хлоросодержанием свыше 120-150 г/л при коэффициенте пористости k_n

>20%. Контакт нефть-вода на кривых НГК фиксируется увеличением $I_{\dot{\gamma}}$ против водоносной части пласта до 15% по сравнению с нефтеносной.

По показаниям импульсного нейтрон-нейтронного метода, положение ВНК определяется по времени жизни тепловых нейтронов τ . В водоносной части пласта среднее время жизни тепловых нейтронов меньше, чем в нефтеносной. Контакт нефть-вода отмечается по началу увеличения I_n^r .

Геологическая интерпретация кривых импульсного нейтрон-нейтронного метода и нейтронного гамма-метода основывается на следующих положениях:

а) повышенными интенсивностями $I_{\dot{\gamma}}$ и I_n^r плотные породы - известняки, доломиты, ангидриты, а также многие магматические и метаморфические породы; в обсаженных и сухих скважинах - газоносные пласты;

б) повышенной интенсивностью $I_{\dot{\gamma}}$ и пониженным значением I_n^r породы, насыщенные высокоминерализованными водами по хлору, хлориды и руды, содержащие марганец, кадмий, ртуть и некоторые другие элементы, в частности, редкоземельные;

в) пониженными интенсивностями $I_{\dot{\gamma}}$ и I_n^r - высокопористые водонасыщенные породы, глины, глинистые сланцы и другие отложения, обогащенные глинистым материалом, гипсы, а так же породы, образующие крупные каверны и содержащие бор и литий.

Минимальными значениями I_n^r на кривых ИННК выделяются породы, обогащенные элементами с высоким сечением радиационного захвата (Сl, Mn, Hg и др.).

Раздел четвертый «Результаты исследований». В результате исследований стало возможным определение местоположения текущего водонефтяного контакта пласта-коллектора B_0 бобриковского горизонта в восточной части эксплуатационного блока данного месторождения. Для этого была составлена схема корреляции по профилю, который проходит с юго-запада на северо-восток, захватывая четыре скважины - №№ 23, 31, 30 и 11-р.

В каждой скважине был проведен комплекс ГИС до обсадки колонны и позже, уже в процессе эксплуатации.

После окончания бурения до обсадки колонны полный комплекс ГИС проводился в скважинах, заполненных глинистым раствором плотностью 1.10-1.21 г/см³, вязкостью 24-50 с. водоотдачей 6-12 см³/30 мин. и удельным сопротивлением 0.90-1.30 Ом'м. Диаметр разведочной скважины № 11-р - 190 мм, эксплуатационных №№ 30, 31, 23 - 215.9 мм.

В разведочной скважине стандартный каротаж выполнялся обращенными градиент-зондами В0.1А1.0М и В0.5А4.0М и потенциал-зондом В7.5А0.75М, а в эксплуатационных скважинах - подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N и потенциал-зондом N11.0М0.5А с одновременной регистрацией диаграммы ПС. Скорость записи - 1200-2000 м/час.

Боковое электрическое зондирование выполнялось: в разведочной скважине - комплектом последовательных градиент-зондов М0.275А0.1В, М0.5А0.1В, М1.0А0.1В, М2.0А0.5В, М4.0А0.5В и М7.5А0.75В, в эксплуатационных - градиент-зондами размерами А0-0.45, 1.05, 2.25, 4.25, 8.5 м и кровельным зондом 2.25 м.

Боковой каротаж выполнен трехэлектродным зондом. Индукционный каротаж выполнен зондом 6Ф1 со скоростью записи 1200 м/час.

Радиоактивный каротаж, включающий запись диаграмм ГК и НГК, выполнялся по всему стволу в масштабе 1:500, а в продуктивных и перспективных интервалах - в масштабе 1:200. Применялись: аппаратура ДРСТ, счётчики - ФЭУ-74А, источники Ra, Pu-Be,

При определении пористости и нефтенасыщенности коллекторов тульского и бобриковского горизонтов использованы зависимости, построенные по данным петрофизических исследований керна из теригенных отложений визейского яруса южной группы нефтяных месторождений Ульяновской области и результатам интерпретации геофизических исследований скважин. Возможность использования этих зависимостей для Володарского месторождения обусловлена тем, что комплекс отложений

имеет региональное распространение и сложен породами, имеющими практически мономинеральный кварцевый состав с увеличением глинистой фракции в кровле пласта.

Подсчётные геологические параметры продуктивных пластов Володарского месторождения определены по материалам ГИС 32 скважин. Полученные величины подсчётных параметров по всему фонду скважин были статистически обработаны.

Характер насыщения и ВНК пласта-коллектора Б0 в восточной части Володарского месторождения характеризуется тем, что меняется мощность исследуемого пласта - максимально увеличиваясь в сводовой части до 8.6 м и уменьшаясь на крыльях: в северо-восточной части до 3.8 м - более круто, и на юго-западе до 7.1 м - более плавно.

Эксплуатационная скважина №30 по абсолютной отметке кровли исследуемого пласта находится в сводовой части эксплуатационного блока, а значит и зона предельной нефтенасыщенности приходится именно на эту скважину. Это подтверждают геофизические исследования открытого ствола по определению коллекторских свойств - коэффициентов пористости и нефтенасыщенности - и оценки характера насыщения. Коэффициент пористости k_p пласта Б0 в данной скважине равен 14-22.5 %, а коэффициент насыщения k_n - 75 %, что указывает на нефтенасыщенность исследуемого пласта.

Находящаяся на северо-восточном крыле разведочная скважина № 11 была исследована комплексом электрометодов, который включал в себя потенциал-зонд и комплект последовательных и обращенных градиент-зондов. В заключении, сделанном по результатам исследований открытого ствола, пласт Б0 характеризовался как водонасыщенный, хотя против пласта отмечалось повышенное сопротивление на диаграммах электрометодов. Проведенные радиоактивные исследования позволили определить пласт Б0 определился как нефтенасыщенный. Если принять во внимание тот факт, что для подсчета запасов общепринятое ВНК находится на абсолютной глубине -

942 м, можно предположить, что подошва пласта Б0, которая соответствует этой отметке, в скважине №11 граничит с зоной ВНК.

Скважина №31 по абсолютным отметкам расположена ближе к своду. Коэффициент пористости $k_{п}$ пласта Б0 в данной скважине - 20-25 %. Характер насыщения пласта по ИК был определен с зоной ВНК на глубине 1099.1 м (абс.отм. - 942.0 м).

Рассчитанный по скважине № 23 $k_{п}$ пласта - 18-23.5 %. Коэффициент насыщения $k_{н}$ в кровле и подошве пласта составил 72% и 60% соответственно. Эти значения указывали на то, что пласт в кровле - нефтенасыщенный, а в подошве - водонасыщенный.

По корреляционной схеме по разрезу скважин Володарского месторождения определены изменения в вертикальной проекции в литологии и мощности пласта Б0; разница в гипсометрических отметках, указывающее на куполообразную форму залежи; а также постоянство водонефтяного контакта, подтверждающее данные о принятом ВНК на глубине -942.0 м.