

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

Кафедра геофизики

**Выделение продуктивных пластов методами ГТИ на примере
Верхне-Ветлянского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 3 курса 332 группы
направление 21.03.01. – «Нефтегазовое дело»
геологического факультета
Абрамова Кирилла Михайловича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К. Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. В Самарской области – одном из старейших нефтедобывающих регионов Европейской части России с добычей нефти около 12 млн т в год (2012 год), ведущейся, в основном, из старых месторождений ее северной и центральной частей, южная и юго-восточная части, в пределах которой и расположен объект изучения, представляют собой основной полигон для наращивания базы разведанных запасов, концентрируя около 53% перспективных и прогнозных ресурсов области. При этом эта территория, несмотря на усиливающийся интерес к ней нефтегазовых компаний, по-прежнему характеризуется относительно слабой степенью изученности, особенно глубоким бурением.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

Целью работы является анализ материалов по геологическому строению, нефтегазоносности Верхне-Ветлянского месторождения и выделение коллекторов в турнейских отложениях

Для достижения цели необходимо осуществить:

- сбор геолого-геофизических материалов, касающихся строения нефтегазоносности месторождения,
- анализ степени изученности залежей в продуктивных пластах,
- выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;
- ознакомление с методами проведения газового каротажа;
- определить характер пород-коллекторов по данным ДМК, ЛБА.
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.

Данная работа включает введение, 3 раздела, содержащих 12 подразделов, заключение, список используемых источников, 5 приложений,

10 рисунков и 4 таблиц. Общий объем работы составляет 49 страниц.

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизической характеристике Верхне-Ветлянского месторождения. Включает в себя 5 подразделов. Подраздел 1.1 “ Общие сведения и степень изученности территории исследования ” с описанием административного положения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории, изученности сейсморазведкой, сведениями о ходе разработки месторождения. В административном отношении Верхне-Ветлянское месторождение расположено в пределах Нефтегорского района Самарской области, в 75-85 км к юго-востоку от областного центра г. Самара. Рассматриваемое месторождение находится в пределах сравнительно высокоосвоенной территории Самарской области

В подразделе 1.2 “ История геолого-геофизической изученности ” дается описание методов исследования территории. Глубинное строение недр изучено с помощью электроразведки, магнитометрии, гравиметрии и сейсморазведки в модификациях МОВ и ОГТ. В пределах перспективных структур пробурено большое количество поисково-разведочных скважин, вскрывших полностью осадочный чехол и частично породы кристаллического фундамента. В рассматриваемом регионе открыты крупные для месторождения нефти: Кулешовское, Бариновско - Лебяжинское и др.

Первая промышленная нефть была получена из пласта V_1 Верхне-Ветлянского поднятия в 1969г. в скв.21. С 1995г. на месторождении всего пробурено 12 поисково-разведочных и 52 эксплуатационных скважин.

В районе Крутенького купола проводилось поисковое бурение на Западно - Крутеньком и Восточно - Крутеньком куполах. Впоследствии залежи нефти выявлены в пределах рассматриваемого купола разведочной скв.60, выявлены залежи в пластах B_2^I , V_1 , Дл и ДІ.

В подразделе 1.3 “ Литолого-стратиграфическая характеристика разреза ” описано стратиграфическое строение месторождения. В составе осадочного

разреза Верхне-Ветлянского месторождения выделяются породы девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, неогеновой и четвертичной систем, залегающих на породах кристаллического фундамента. Верхне-Ветлянское месторождение расположено в центральной части юго-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Эта часть территории характеризуется увеличенными глубинами залегания фундамента до 4км, довольно значительным развитием эвапоритовых формаций, преобладанием в разрезе карбонатного комплекса отложений, фаціальным разнообразием терригенных осадков. В подразделе 1.4 “Тектоника” описывается состав куполов месторождения. Тектоника рассматриваемой территории определялась развитием крупного элемента фундамента, известного как Бузулукская впадина, как показано на приложении Б. Она характеризуется высокой прослеживаемостью по всему осадочному разрезу и по своим морфологическим признакам относится к структурам I-го порядка. Непосредственно Верхне-Ветлянская площадь расположена в северо-западной части данной впадины.

Крутенький купол выделяется юго-восточнее Южно-Зуевского и имеет с ним общую ориентировку в направлении с юго-востока на северо-запад. В совокупности они образуют брахиантиклинальную складку размером 10х3км.

Крутенький купол в сравнении с Южно-Зуевским характеризуется более пологими очертаниями. Его амплитуда по отложениям раннего карбона (бобриковский горизонт) не превышает 15 м, тогда как амплитуда Южно-Зуевского купола составляет 41 м. Юго-восточное крыло поднятия осложнено двумя малоамплитудными куполами, расположенными на одном гипсометрическом уровне: к югу от скважины №65 - небольшой купол амплитудой 20 м и в районе скважин №61 и 72. Скважины №71^{бис} и 72 Восточно-Крутенькие по новым сейсморазведочным данным оказались пробурены на восточных крыльях девонских куполов Крутенькой структуры. В подразделе 1.5 «Нефтегазоносность» представлена характеристика

нефтегазоносности. Промышленная нефтеносность связана с отложениями башкирского яруса (пласт A_4), окского надгоризонта (пласты O_1-O_5), бобриковского горизонтов (пласты B_2^I, B_2), турнейского яруса (пласт B_1), заволжского надгоризонта (пласт Дл), пашийского горизонта (пласт ДI) и старооскольского горизонта (пласт ДII). Однако, промышленная значимость этих залежей была установлена лишь на отдельных куполах.

На ряде куполов залежи нефти установлены только по данным ГИС и ИПТ по пластам A_0^I, A_0 каширского горизонта, A_3 верейского горизонта, а по пласту B_1 (нижней пачки) турнейского яруса залежи нефти в настоящее время установлены исключительно по данным ГИС.

Ниже приводится подробная характеристика нефтегазоносности продуктивного пласта B_1 турнейского яруса.

Пласт B_1 турнейского яруса

Пласт B_1 залегает в кровельной части турнейского яруса и представлен двумя пачками карбонатных пород, верхней и нижней. Пачки пласта B_1 разделяются хорошо выдержанным по площади месторождения плотным карбонатным прослоем толщиной в среднем равной 5 метрам, как показано на приложении В.

Верхняя и нижняя пачки имеют повсеместное распространение, но степень нефтеносности их различна. Верхняя пачка пласта описываемого пласта нефтеносна на всех куполах, причем нефтеносность ее доказана опробованием перфорацией на Богдановском, Южно-Зуевском, Юго-Западном и Северо-Восточном куполах.

Нефтеносность данной пачки была установлена в 1971 г. при опробовании его перфорацией в скв.1, где из интервала глубин 2521-2530м (абс.отм.минус 2387,4-2396,4 м) в результате освоения получен приток нефти 0,25 м³/сут.

Коэффициент доли коллектора составляет 0,89, коэффициент расчлененности 1,3.

ВНК по залежи было утверждено на абс. отм. Минус 2395 м.

Залежь массивного типа. Эффективная нефтенасыщенная толщина по ней меняется от 1,6 до 2,7 м. Этаж нефтеносности по залежи составляет 4,5 м. Размеры залежи невелики: 0,6 x 0,9 км.

Раздел 2 Методика исследования включает в себя 7 подразделов. В подразделе 2.1 «Геолого-технологические задачи по данным ГТИ» дана характеристика комплекса ГТИ в исследуемой скважине с их теоретическими основами. Решаемые геологические задачи:

1. Оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

- интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;
- интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.

2. Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

3. Оперативное выделение в разрезе пластов-коллекторов;

4 Оперативная оценка характера насыщения выделенных коллекторов;

5. Выявление в разрезе реперных горизонтов.

Для решения геологических задач производился отбор шлама и анализ ЛБА - через 5 метров, а при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 1-2 метра.

Регистрировались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное газосодержание в БР – Гсум;
- количественный состав УВ газов (С1-С5) в газовой смеси, полученной в результате непрерывной частичной дегазации БР (ГВЛ), абс.%;
- процентное содержание основных литологических разностей в пробах шлама %;
- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама (ЛБА шлама);
- люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора (ЛБА раствора) выполняется в случаях повышения газопоказаний или утяжеления относительного состава УВ-газов, неподтверждаемых

геологическими причинами;

рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ ($\Sigma C1+C5$), абс.%;
- относительное содержание УВ газов (C1-C5) по ГВЛ, %.

В подразделе 2.2 “ Типовой комплекс исследований для решения геологических задач ” повествуется о методике выделения коллекторов. Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;
- фильтрационный каротаж;
- газовый каротаж в процессе бурения;
- исследования шлама и керна;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;

- построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна);

- оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

В настоящей работе в качестве информационных параметров

используются данные газового и механического каротажей

В подразделе 2.3 “ Физические основы механического каротажа ” описаны результаты геохимических исследований и фракционного анализа шлама, предполагаемое литологическое расчленение пробуренного интервала. Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определялась литология этих пород, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

Уменьшение времени бурения 1 м с 15-20 до 3-5 мин показывает, что в данном интервале находится пласт с хорошими коллекторскими свойствами и дает приблизительное представление о проницаемости и пористости пласта. Механическая скорость 3-5 мин/м в терригенном разрезе соответствует пористости 20-30 % в песчаниках слабосцементированных, а механическая скорость 7-10 мин/м в карбонатном разрезе соответствует пористости 10-12 % в известняках кавернозно-трещиноватых. Увеличение времени бурения 1 м показывает, что интервал сложен глинистыми либо плотными породами.

В подразделе 2.4 «Определение характера насыщения на основании данных ЛБА» описывает определенную информацию о пройденных скважиной породах. Отобранный шлам отмывают от глинистого раствора, высушивают, описывают, проводят исследования карбонатности, пористости и осуществляют люминесцентный и битуминологический анализы.

По петрографическому описанию шлама с учетом результатов оценки карбонатности строят литологическую колонку. Открытую пористость по шламу определяют для интервалов коллекторов, выделенных по данным ГИС. Люминесцентный и битуминологический анализы служат для уточнения характера насыщения пластов.

С помощью люминесцентного анализа обнаруживают битумы в шламе

(или буровом растворе) по их люминесценции под действием ультрафиолетовых лучей. Для этого служит люминоскоп, входящий в комплект газометрических станций. Люминоскоп — это светонепроницаемая камера, внутри которой находится источник ультрафиолетового излучения — кварцевая лампа. Свет лампы проходит через фильтр (стекло Вуда), непроницаемый для видимой части спектра излучения и пропускающий лишь его ультрафиолетовую часть. Ультрафиолетом облучают исследуемый образец шлама (или жидкости) и визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, форму люминесцентного пятна. Для повышения чувствительности анализа на очищенную поверхность шлама наносят каплю хлороформа и наблюдают свечение на месте нанесения капли.

При очень высоком содержании битумов наблюдается концентрационное гашение люминесценции.

В подразделе 2.5 «Газовый каротаж» описывает изучение количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа.

В подразделе 2.6 «Прогнозирование вскрытия кровли коллектора» описан анализ полученных в ходе строительства скважины результатов испытаний. На основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления ссводным литолого-стратиграфическим разрезом скважины к известному или предполагаемому продуктивному комплексу.

Параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам происходит изменение (по сравнению с фоновым) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов, при подходе к газовому - возрастает роль метана. Значение флюидных коэффициентов изменяется в сторону как увеличения, так и уменьшения. Для конкретных районов

величины флюидных коэффициентов определяются опытным путем.

В подразделе 2.6 «Методика интерпретации газового каротажа» описаны методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

Раздел 3 “Результаты исследования”, включает в себя полученные результаты геолого-геохимических исследований в интервале бурения 975-2078м. При проведении ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием проб шлама, отобранного в процессе бурения, данным детального механического каротажа (ДМК), люминесцентно-битуминологический данными (ЛБ) и газового каротажа.

На основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления с ГТН и эталонно-прогнозной моделью контролировалось приближение забоя скважины к предполагаемому продуктивному пласту. Повышенное внимание уделяется данным газового каротажа.

Геолого-геохимические исследования были начаты с глубины 975м.

В качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК изменялась литология, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама (приложение Г).

В разрезе скважины №1Р Верхне-Ветлянкское месторождения турнейские отложения вскрыты в интервале 1274-1325.6м. По анализу шлама

в продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора, которые представлены толщей карбонатных пород. В интервале 1274-1291.5м разрез вскрывался с отбором керна (вынос керна 100%). В составе яруса выделены известняки от серого, до темно-коричневого цвета, мелко-, скрытокристаллические, массивные, с разнонаправленными трещинами, с большими включениями органики и кальцита, крепкие, с маломощными пропластками аргиллита (до 5мм) темно-серого, черного, средней крепости. В интервале отбора керна по известнякам отмечены выпоты темно-коричневой, черной, маслянистой жидкости, с резким запахом УВ. В пласте-коллекторе в интервале 1274-1300м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 3 балла беловато-желтого цвета маслянистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов и 3 балла желтого цвета маслянисто-смолистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60% и асфальтенов 1-2%.

При проведении газового каротажа в скважине №1Р Верхне-Ветлянского месторождения с глубины 1274м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана и тяжелых углеводородов.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1274-1300м составляет от 0,06 до 0,1% абс средний уровень 0,0479% абс.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор

пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения $C_1 \dots C_6$ и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ.

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе описаны комплексы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны технологические, геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа, ДМК, определения характера насыщения при помощи построения палеток диаграмм отдельного анализа газа.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях турнейского возраста, связанные с вскрытием объекта насыщенного нефтью в интервале: 1274-1300м.