

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 в процессе бурения скважины 100
Давыдовского месторождения (Оренбургская область)"

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 502 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Искандирова Руслана Саматовича

Научный руководитель
д.ф.-м.н., профессор

подпись, дата

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

ВВЕДЕНИЕ

Оренбургская область является одним из старейших нефтегазоносных регионов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Многие месторождения, относительно небольшие по запасам, но и они представляют интерес не только с геологической, но и с экономической точки зрения. Одним из таких месторождений является Давыдовское.

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.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Цель бакалаврской работы - выделение продуктивных пластов-коллекторов в процессе бурения скважины 100 Давыдовского месторождения.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

Изучение геолого-геофизических характеристик Давыдовского месторождения;

Выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;

Ознакомление с методами проведения газового каротажа;

Определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.

- Определить характер пород-коллекторов по данным ДМК, ЛБА.

Давыдовское нефтяное месторождение в административном отношении находится на территории Первомайского района Оренбургской области.

В физико-географическом отношении изучаемый район приурочен к лесостепной зоне Восточно-Европейской платформы, к Верхне-Сокско-Белебеевской возвышенности.

Рельеф местности является пересечённым и слабохолмистым. Более возвышенный участок проходит полосой, вытянутой в северо-восточном направлении в центральной части площади с максимальной отметкой +378 м, минимальной отметкой +276 м.

В орографическом отношении площадь приурочена к водоразделу рек Дымка и Кандыз, которые образуют основную гидрографическую сеть. Река Дымка протекает с запада на восток у северной границы площади, образуя в плане небольшую дугу, вытянутую к югу.

Река Кандыз является второй по величине водной артерией и протекает к югу от южной границы. Она имеет направление течения с запада на восток. Климат района резко континентальный. Транспортная сеть представлена автомобильной дорогой республиканского значения г. Самара – г. Уфа, проходящей недалеко от месторождения. Грунтовые воды залегают на глубине 3-5 метров, а на водоразделах на глубине до 15 метров.

Бакалаврская работа посвящена использованию ГТИ для изучения геологического строения разреза и выявления продуктивных пластов на примере бурения разведочной скважины 100 Давыдовского месторождения.

В первом разделе, **общая часть** приводятся сведения о геолого-геофизической характеристике района работ, краткой изученности района, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

Геолого-геофизические исследования на территории Оренбургской области проводятся вот уже более 70 лет. Южная часть Оренбургской области, где открыто Давыдовское месторождение, первоначально была исследована региональными работами: магниторазведкой, гравиразведкой и структурно-геологической съемкой. По результатам указанных работ были получены общие представления о строении региона. По данным структурно-геологической съемки отмечено ступенчатое погружение мезозойских образований в южном направлении. Одна из таких ступеней получила название Камелик-Чаганской флексуры. На приподнятом крыле этой флексуры были выявлены Конновское, Росташинское, Давыдовское, Мало-Чаганское и др. поднятия.

Давыдовское месторождение было открыто в 1986 г. Запасы нефти были поставлены на государственный баланс в оперативном порядке в 1987г.

Месторождение введено в эксплуатацию в 1994 году.

С 1997 года на месторождении ведется эксплуатационное бурение, пробурено 4 эксплуатационных скважины №2707 (эксплуатирует пласт Д5 с 2.1997), №2709 (эксплуатирует пласт Д5 с 10.1997), №2712 (в бездействии на ДIV с 01.2002) и №2713 (эксплуатирует пласт Д5 с 8.2003) [4,5].

В 2004 г. был выполнен пересчет начальных запасов нефти и растворенного газа, в котором были учтены результаты сейсморазведочных работ методом 3D, выполненных на месторождении в 1999-2000 годах, и данные, полученные при бурении новой скважины (скв.2713 в 2003) [6,7].

В 2007г. в пределах Давыдовского месторождения проведены

детализационные сейсморазведочные работы 3D, позволившие значительно уточнить геологическое строение площади [8]. По данным интерпретации данных 3D сейсморазведочных работ выделены и протрассированы тектонические нарушения и зоны микродислокаций, составлена структурно-тектоническая модель месторождения.

В целом состояние изученности месторождения, с учетом сложного геологического строения, следует оценить как недостаточное.

За время, прошедшее с момента составления последнего проектного документа накопилось достаточно много новой геолого-геофизической информации.

В строении фундамента изучаемого месторождения принимают участие породы архейского возраста. Осадочный чехол представлен терригенно-карбонатными отложениями палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем.

В тектоническом отношении Давыдовское месторождение приурочено к восточной части Зайкинско-Росташинской зоны поднятий южного борта Бузулукской впадины. В целом район характеризуется погружением фундамента и осадочного чехла в южном направлении.

Камелик–Чаганская система дислокаций – зона перехода Волго-Уральской антеклизы в Прикаспийскую впадину - протягивается на расстояние до 40 км при ширине до 6–7 км.

В пределах Камелик-Чаганской ступени тектоническим блокам по фундаменту в осадочном чехле соответствуют структурные зоны, террасы, осложненные локальными поднятиями.

Для Бузулукской впадины характерна интенсивная расчлененность фундамента и терригенно–карбонатной толщи среднего девона на множество протяженных структурно–блоковых ступеней, осложненных более мелкими блоками.

Тектонических нарушения (сброса) субширотного простирания, трассируемые по данным сейсморазведки, расчленяют поверхность

кристаллического фундамента в пределах исследуемой территории на три разноуровневые ступени - северную (Давыдовскую), центральную (Средне-Давыдовскую) и южную (Нижне-Давыдовскую).

Давыдовская структура приурочена к северной ступени и выявлена только по девонским отложениям. Ступень имеет наклон в южном направлении, ориентировочная величина наклона составляет 40 м.

По поверхности кристаллического фундамента и маркирующим поверхностям среднего девона Давыдовское поднятие имеет сложное блоковое строение. С юга поднятие ограничивается субширотным разломом амплитудой более 200м. Субмеридиональный разлом амплитудой порядка 20м делит структуру на две части: восточная часть приподнята, западная опущена. Отмеченные выше особенности строения Давыдовского поднятия сохраняются по всем маркирующим горизонтам среднего девона.

Бузулукская нефтегазоносная область Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, куда входит Давыдовское месторождение, характеризуется широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по стратиграфическому разрезу.

В Оренбургской части этой области открыт целый ряд крупных месторождений (Вишневское, Гаршинское, Зайкинское и др.). Месторождения, как правило, многопластовые, содержат нефтяные или газоконденсатные залежи.

На Давыдовском месторождении промышленные залежи нефти установлены только в отложениях ардатовского, воробьевского и мосоловского горизонтов среднего девона – пласты Д3 и Д5.

Общей особенностью структурно-тектонического строения продуктивных пластов является разделение разрывным нарушением северо-восточного простирания со сдвиговой кинематикой на два гидродинамически изолированных блока: западный и восточный.

Раздел 2, **комплекс геолого-технологических исследований**, посвящен задачам ГТИ, комплексам ГТИ для разведочных скважин, методике газового

каротажа, основам механического каротажа.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические, технологические, планово-экономические, и информационные. Самыми важными и главными являются геологические и технологические задачи. Они очень тесно взаимосвязаны и поэтому должны быть рассмотрены вместе.

Обеспечение методов ГТИ осуществляется комплексом датчиков, регистрирующих параметры бурения и являющимися первичными источниками данных.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф (ХГ), в котором происходит деление газовой смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов углеводородных газов, находящихся в газовой смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор-газовая линия-хроматограф-регистрирующая система-программа «Регистратор». Для дегазации раствора используется поплавковый дегазатор или дегазатор активного типа, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом. Дегазатор отбирает всю поступающую из промывочной жидкости газовую смесь без подтока воздуха. Газовая линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания 2-9 минут (зависит от длины газовой линии). Хроматограф проводит отбор проб и в автоматическом режиме с циклом между анализами 2 мин. регистрируются следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан. Эти пять компонент используются для оценки характера насыщения пласта.

Газовый каротаж основан на изучении 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. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу газа можно предположить насыщение коллектора, например в водоносных коллекторах преобладает метан и относительное количество метана достигает до 99 %, тогда как в нефтенасыщенных пластах это значение не превышает 85 %. Однако, не всегда увеличение газопоказаний обуславливает наличие коллектора - ярким примером служит чернойорский горизонт представленный битуминозными аргиллитами.

Недостатком газового каротажа является поздняя информативность, обусловленная задержкой по времени с момента газопроявлений из пласта до поступления на газоаналитическую аппаратуру станции, так называемое время отставания. Для нивелирования данного недостатка, и предварительного определения характера насыщения пластов, при изменении данных механического каротажа производится остановка углубления на величину отставания промывочной жидкости.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовойоздушной линии (ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

Результаты геохимических исследований и фракционного анализа шлама, предполагаемое литологическое расчленение пробуренного интервала.

По способу привязки получаемой информации методы ГТИ подразделяются на методы с мгновенной привязкой информации к разрезу и методы с задержкой информации на величину отставания промывочной

жидкости и шлама.

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.

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения ($V_{\text{мех.}}$) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым. Кривые изменения механической скорости бурения или ДМК строятся на сводной диаграмме геологических исследований, а сведения об изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку.

Раздел 3, **результаты исследований**, посвящен описанию определения характера насыщения по данным газового каротажа, выделения пластов-коллекторов, определения характера насыщения на основании данных ЛБА, оперативной обработки геофизической информации и комплексной интерпретации.

Бурение скважины 100 Давыдовского месторождения сопровождалось

геолого-геохимическими исследованиями в интервале бурения 2570-3850м.

Литологическое расчленение вскрытого разреза проведено на основании результатов исследования проб шлама, отобранного в процессе бурения, газового каротажа, данными ЛБА и данным детального механического каротажа (ДМК) и комплексной интерпретации этих данных с учетом результатов ГИС. По данным ГТИ и ГИС в интервале исследований в скважине 100 Давыдовского месторождения вскрыты пласты: мосоловского горизонта, ардатовские оказались не продуктивными.

Отбор, описание проб шлама и ЛБА проводились через 5 метров; при вскрытии пластов через 1-2 метра.

Всего в интервале исследований геологами станциями ГТИ были проведены оперативные макроописание, люминесцентно-битуминологический анализ и термо-вакуумная дегазация образцов кернов.

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

В проведении работ на скважине 100 Давыдовского месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК предполагалось изменение литологии, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама, как на приложение Д.

При проведении газового каротажа в скважине 100 Давыдовского месторождения с глубины 3711м 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 или тяжелых углеводородов, как на приложение Д.

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

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора составляет 0,0082% абс.

При интерпретации газового каротажа в скважине 100 были выделены зарегистрированы аномалии приурочены к вскрытию карбонатных коллекторов мосоловской толщи, насыщенных нефтью в интервалах 3711,4-3717,8м, 3722,1-3734,8м, 3737,3-3758м, 3759,5-3800,1м. Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости составил до 1,404% абс.

На скважине 100 Давыдовского месторождения 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.

По анализу шлама в продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора представленные известняками светло-серыми, белыми, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, средней крепости.

Для визуального просмотра из пробы шлама на присутствие битумоидов отбирались сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматривались под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживались по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами. Результаты ЛБА в интервале в продуктивном пласте в интервалах 3711,4-3717,8м, 3722,1-3734,8м, 3737,3-3758м, 3759,5-3800,1м:

- удельная газонасыщенность шлама более 100см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважины 100 Давыдовского месторождения по данным ГИС включала следующие операции: увязку диаграмм различных методов по глубине; определение границ,

мощностей и глубины залегания пластов; оценку литологической характеристики пластов и их стратиграфической приуроченности.

В проведении работ на разведочной скважине №2 Киняминского месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа, ЛБА, отбор шлама.

После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производилась окончательная привязка данных механического и газового каротажа к разрезу.

Основой интерпретации является прогнозный разрез, который составляется службой ГТИ с использованием материалов ГИС, ГТИ и полевой геофизики. Составлен сводный планшет ГТИ и ГИС, нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе описаны комплексы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны методы и методики выполнения геологических исследований, газового каротажа, ДМК и РАГ.

При интерпретации газового каротажа в скважине 100 были выделены зарегистрированы аномалии приурочены к вскрытию карбонатных коллекторов мосоловской толщи, насыщенных нефтью в интервалах 3711,4-3717,8м, 3722,1-3734,8м, 3737,3-3758м, 3759,5-3800,1м. Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости составил до 1,404% абс. Удельная газонасыщенность шлама более 100см³/дм³. Люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Следует отметить, что мощность возможных пластов-коллекторов в разрезе рассматриваемых скважин составляет от 6,4 до 40,6 м.