

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 пластов коллекторов методами ГТИ на примере бурения скважины
№2 Киняминского месторождения
(Ульяновская область)"

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Василенко Александра Викторовича

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 2017

ВВЕДЕНИЕ

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.

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 показать на примере разведочной скважины №2 Киньяминского месторождения использование ГТИ для изучения геологического строения разреза скважины и выявление продуктивных пластов.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Бакалаврская работа посвящена оценке характера насыщения пород-коллекторов Иреньского возраста по данным ГТИ.

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

В районе расположения Киняминского месторождения проведен значительный объем геолого-геофизических работ.

Структурно-геологическая съемка разного масштаба вблизи и в пределах рассматриваемого участка проводилась с 1920 г. По материалам этих работ в 1923 году под руководством Е.В.Миланского были закартированы Борлинские дислокации, позднее, в 1942 - 1946 г.г. под руководством В.М. Семенова по различным маркирующим горизонтам мезозоя и палеозоя был выявлен ряд локальных поднятий, которые позднее подтвердились структурным бурением начатым в 1951 г. и сейсморазведкой.

На территории Киняминского нефтяного месторождения и прилегающих к нему соседних месторождений Заволжской части Ульяновской области вскрыт разрез от отложений кайнозойской эратемы до кристаллических пород архейско-протерозойского фундамента.

Разрез на Киняминском месторождении имеет сложное строение, которое обусловлено чередованием в разрезе терригенных и карбонатных комплексов, что связано с континентальными и морскими условиями образования отложений чередованием пластов разных типов пород: глин, алевролитов, песчаников (песков), наличием перерывов в осадконакоплении. Это определенно свидетельствует о сложной истории тектонического развития рассматриваемой территории.

В тектоническом строении в Киняминском месторождения принимают участие два структурно-тектонических этажа: сильно дислоцированный

фундамент платформы и значительно менее дислоцированный осадочный чехол.

По первому этажу месторождение находится в зоне сочленения структурных элементов I порядка - Токмовского свода и Мелекесской впадины, юго-восточный склон свода внедряется в западную часть впадины. Основание впадины разбито на блоки разломами, один из которых – региональный Ульяновско-Мокшинский – трассируется юго-восточнее Киняминской площади.

Столь сложное сочетание тектонических элементов и слабая изученность строения фундамента отражены в различной интерпретации местоположения рассматриваемой территории относительно структур I и II порядков разными авторами. Существуют разные мнения о принадлежности Киняминского месторождения:

а) западному борту Мелекесской впадины,

б) одному из двух структурных элементов II порядка, осложняющих Токмовский свод, - Новиковско-Бугровской гряде или Чердаклинско-Зимницкому валу. Пространственное положение двух последних элементов определяет северо-западную ориентировку Киняминской структуры по первому структурно-тектоническому этажу.

В каменноугольных отложениях на территории исследований выделяется система локальных поднятий.

Как следует из анализа структурных карт, Киняминская структура наиболее четко выделяется по кровле турнейского яруса, бобриковского горизонта, и осложнена северным, центральным и южным куполами.

Промышленная нефтеносность Киняминского месторождения установлена в отложениях турнейского яруса, башкирского яруса, бобриковского, тульского и верейского горизонтов нижнего и среднего карбона.

Для корреляции разреза указанных отложений привлекался имеющийся промыслово-геофизический материал масштаба 1:200, описание керна,

результаты испытаний и опробований скважин. В скважине 2,58 отложения бобриковского горизонта и турнейского яруса электрометрическим каротажем не охарактеризованы. Керн в скв. 58 турнейском ярусе отобран из интервала 1343-1348 м.

Нефтенасыщенность продуктивных пластов была отмечена во время бурения скважин по керну, грунтам, материалам ГИС, опробования ИПТ и испытаний в эксплуатационной колонне. Испытание в колонне производилось поинтервально, каждый пласт отдельно, но эксплуатация, к сожалению, велась одновременно из всех продуктивных пластов, вскрытых в разрезе скважины 58.

Раздел 2, **методика геолого-технологических исследований**, посвящен задачам ГТИ, физико-геологическим основам методов, физическим основам газового каротажа, основам механического каротажа, определению характера насыщения на основании данных ЛБА, методике обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС).

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.

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.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-

исследовательские (экспериментальные) и информационные.

Основные особенности технологии:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и корректировка геологического строения с использованием заранее составленных по данным геолого-технологических и геофизических исследований прогнозных разрезов и эталонно-прогнозных моделей вскрытия перспективных объектов (для скважин с суб- и горизонтальным окончанием дополнительно проводится навигация забоя относительно реального геологического строения по геолого-геохимическим данным);

- выделение перспективных на нефть и газ объектов путем количественных оценок газонасыщенности и газового фактора вскрытых бурением интервалов по данным измерения газосодержания бурового раствора (непрерывной дегазацией и эпизодической полной дегазацией термовакуумным методом) и газосодержания шлама;

- оценка коллекторских свойств вскрытого бурением разреза по данным измерения пористости: прямым методом (на образцах шлама и керна) и расчетным (по нормализованной скорости проходки), а также методом фильтрационного каротажа;

- применение технологии измерения газонасыщенности шлама, практически исключая влияние нефтяных добавок на газонасыщенность шлама;

- оценка механизма поступления газа в буровой раствор по данным количественных газовых измерений в комплексе с технологическими параметрами для прогнозирования предвыбросовых ситуаций;

- оптимизация процесса бурения с использованием обработки результатов измерения технологических параметров по каждой «подаче» инструмента;

- организация на буровой единого информационного пространства для работников ГТИ, бурового предприятия и предприятия – недропользователя (единая компьютерная и переговорная сеть), позволяющего при наличии канала связи организовать удаленный доступ;

- комплексная интерпретация данных ГТИ и ГИС с оценкой характера насыщения путем анализа соответствия расчетного по данным измерений и прогнозного газового фактора.

Задачами газового каротажа являются выделение нефтегазонасыщенных интервалов и оценка характера их насыщения, при непрерывном измерении суммарного содержания углеводородных газов в ГВС и хроматографическом анализе ГВС в интервалах повышенных газопоказаний.

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

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-коллекторов, 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 баженовская свита представленная битуминозными аргиллитами.

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

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.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают:

- визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов;
- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Методика «Запсибнефтегеофизики» - Э. Е. Лукьянов предложил найти один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был предложен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС).

Раздел 3, **результаты исследований**, посвящен описанию оперативной обработки геофизической информации и комплексной интерпретации данных ГТИ-ГИС, выделения пластов-коллекторов, определения характера насыщения.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважины №2 Киньяминского 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.

Для решения задач по разрезу в целом применялись диаграммы обязательного комплекса исследований, выполняемых по стволу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах использовались результаты детальных геофизических исследований, выполняемых в масштабе 1:200.

С наиболее четко выраженными границами выполнялась увязка диаграмм различных методов по глубине. Этому условию соответствуют границы пластов с резко различными физико-геологическими свойствами (глина - известняк, глина - песчаник, плотная порода - высокопористый коллектор и т.д.). За истинную глубину принимались показания стандартного каротажа. Увязка глубин ГИС и ГТИ осуществлялась по сопоставлению с механическим каротажем. Границы мощностей пластов определялись по БК, БМК, МК, БКЗ и т.д.

Литологическая характеристика выделенных пластов оценивалась по комплексу геофизических методов и результатам анализа шлама. При литологическом расчленении разреза по ГИС и ГТИ учитывались сведения по ранее пробуренным скважинам. При этом использовались данные геолого-технического наряда (ГТН), прогнозные и сводные геолого-геофизические

разрезы. Совместное применение данных ГИС и ГТИ позволили уточнить глубину нечетких по ГТИ границ, определить мощность пластов, уточнить литологический состав пород.

Определение стратиграфической приуроченности пород по данным ГИС выполнялось на основе выделения на диаграммах геофизических реперов и сопоставления с ГТН и прогнозными геолого-геофизическими разрезами. В качестве реперов, использовались регионально выдержанные по геологическим свойствам и мощности пласты, соответствующие определенным стратиграфическим горизонтам и имеющие характерную форму кривых на диаграммах ГИС, позволяющие его легко выявлять. В некоторых случаях в качестве реперов использовались не пласты, а границы смены отложений.

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.

По проходке ДМК при изменении скорости проходки соответственно изменялась литология, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

В продуктивном интервале с глубины 1500м скорость проходки по ДМК упала, с 20 до 2мин/м. В разрезе разбуривались рыхлые породы представленные глинами, песчаниками и аргиллитами.

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.

Характер насыщения определялся в комплексе по результатам анализов

ЛБА, газового каротажа и расчетом ОПУС.

При отборе шлама по данным люминесцентно-битуминологического анализа визуальный просмотр шлам на присутствие битумоидов.

Для визуального просмотра из пробы шлама 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.

По шламу в выделенных интервалах насыщения сделан анализ ЛБА. В шламе определены битумоиды с содержанием асфальтенов более 20%, а также легкие нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60% и асфальтенов 1-2%.

При проведении газового каротажа в разведочной скважине №2 Киньяминской с глубины 1590м 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.

В процессе проведения исследования в изучаемом интервале 390-1711м скважины №1 был произведён расчет по формуле 6. В результате было выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта разбита на 3 блока насыщения, в изучаемом интервале исследования выделяются три блока. Для расчета взяты повышенные относительные газопоказания по газовому каротажу в интервале 1602-1621м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проведении работ на разведочной скважине №2 Киньяминского 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 составлялся службой ГТИ с использованием материалов ГИС, ГТИ и полевой геофизики. Составлен сводный планшет ГТИ и ГИС, в нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным ДМК, газового каротажа, ЛБА (с высоким содержанием асфальтенов более 30% и легкие нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60% и асфальтенов 1-2%) и методике ОПУС4 были выделены перспективные объекты бобриковского возраста в интервале: 1602,22 - 1605,5м, 1607,08 - 1608,28м - пласты-коллектора, насыщенные нефтью; турнейского возраста в интервале: 1617,67 - 1621,74м - пласт-коллектор, насыщенный окисленной нефтью.