

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

Кафедра геофизики

**«Оперативное определение характера насыщения пород по данным
изучения керна при проведении ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Манина Ильи Олеговича

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 2022

Введение. Геолого-технологические исследования в процессе бурения (ГТИ) широко и успешно используются в поисках нефти и газа уже не один десяток лет. Методы геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяют оперативно выявить пласты-коллекторы по ряду критериев: смена литологии; изменение физических свойств пород; изменение интенсивности свечения пород под УФ лампой; повышение газопоказаний; изменения компонентного состава газа.

Целью написания данной работы является - определение характера насыщения пород по данным изучения керна при проведении ГТИ.

Для достижения цели в процессе написания работы были поставлены следующие **задачи**:

1 – изучить геолого-геофизическое строение Ташлинского месторождения;

2 – изучить методику проведения ГТИ в процессе бурения при решении геологических задач;

3 – определить характер насыщения пород по данным изучения керна;

4 – предоставить описание керна Ташлинского месторождения в результатах работ.

Бакалаврская работа состоит из введения, четырех разделов: раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ; раздел 2 Методика проведения геолого-технологических исследований скважин; раздел 3 Оперативное определение характера насыщения пород по данным изучения керна при проведении ГТИ, раздел 4 Результаты работ, а также из заключения, списка используемых источников.

Основное содержание работы. Раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Административное положение и геолого-геофизическая изученность территории исследования» содержит общие сведения о территории исследования. Ташлинский район Оренбургской области - это равнинный район площадью 3,4 тыс. км², расположенный на юго-западе

Оренбургской области. Его можно назвать районом бассейна одной реки — Иртека. Лишь крайний север Ташлинского района относится к бассейну Бузулука, а в его юго-западной части протекает река Кинделя. В геолого-геоморфологическом отношении район можно разделить на три полосы: северная — холмисто-увалистая — сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами песками и галечниками триасовой и юрской системы; центральная — равнинная, образована мощными отложениями неогенового периода, южная занята современной долиной Урала с широкими надпойменными террасами и такой же широкой лугово-лесистой поймой с множеством озер-стариц и проток. Характерной особенностью второй надпойменной террасы Урала являются барханные пески, которые образуют обширный бугристо-песчаный массив на лево- и правобережье Иртека.

Тектонически северная половина района относится к южной периферии Волго-Уральской антеклизы Восточно-Европейской платформы, а южная лежит на северной окраине Прикаспийской синеклизы. Однако низменно-равнинный характер южной части Ташлинского района не свидетельствует о том, что он находится в пределах Прикаспийской низменности. Неоген-четвертичная равнина на юге района сформировалась в условиях морских трансгрессий древнего Каспийского бассейна по широкой аллювиально-аккумулятивной долине Урала.

Исследуемое Ташлинское месторождение расположено в 40 км к северу от границы с Казахстаном, проходящей по реке Урал. Основу гидросети составляют реки Иртек, Кинделя, являющиеся правыми притоками реки Урал. В 90 км к северу проходит железная дорога. Остальные дороги проселочные. Электроснабжение централизованное. Месторождение расположено в 11,5 км на юго-запад от поселка Ташла, Оренбургской области.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» приведено описание литолого-стратиграфического разреза Ташлинского месторождения.

В подразделе 1.3 «Нефтегазоносность» приведена характеристика нефтегазоносности района. Оренбургская область является одним из старейших и ведущих нефтегазодобывающих районов европейской части России. Большая часть месторождений углеводородного сырья и дальнейшие перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли в Оренбургской области связаны с её западной и юго-западной частью.

В разрезе осадочного чехла Оренбургской области к настоящему времени открыто большое количество нефтяных, газонефтяных, газоконденсатных и газовых залежей, приуроченных к терригенным и карбонатным пластам-коллекторам отложений девонской, каменноугольной и пермской систем.

Основные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской синеклизы связаны с подсолевыми отложениями, которые в настоящее время достижимы для бурения в пределах прибортовых зон. Наиболее крупные месторождения нефти и газоконденсата открыты в карбонатных породах каменноугольного и нижнепермского возрастов. Огромная мощность осадочного чехла Прикаспийской синеклизы (от 5 до 20 км), закономерное расположение локальных поднятий в прибортовых уступах и большие запасы нефти и газа делают этот регион одним из наиболее перспективных для поисковых работ. С другой стороны, большая мощность соли существенно осложняет сейсмогеологические условия выявления и подготовки подсолевых поднятий, приводя к пониженной достоверности сейсмических построений.

В подразделе 1.4 «Тектоника» речь ведется о том, что район работ находится на территории Прикаспийской синеклизы. Описывается строение поверхности кристаллического фундамента и строения осадочного чехла Прикаспийской синеклизы.

Раздел 2 Методика проведения геолого-технологических исследований скважин содержит 2 подраздела.

В подразделе 2.1 «Цели и задачи ГТИ» речь ведется об основных задачах и целях службы ГТИ. Основная цель службы ГТИ - обеспечение безаварийности проводки скважины. Своевременные рекомендации операторов ГТИ позволяют предотвратить аварии, осложнений процесса проводки скважин, найти выход из сложных предаварийных ситуаций. Именно опираясь на результаты ГТИ, проводится анализ нештатных ситуаций, выбор параметров промывочной жидкости, расчет поровых давлений и гидродинамических параметров бурения, грамотное проектирование бурения последующих скважин, разведки, освоения и эксплуатации месторождения, и т.д. Результаты ГТИ учитываются при количественной интерпретации ГИС и подсчете запасов УВ, являются важным компонентом для оценки продуктивности в сложных геологических условиях.

Технологические задачи ГТИ:

- Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом;
- Оптимизация спуско-подъемных операций;
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД;
- Контроль спуска и цементирование обсадной колонны;
- Диагностика предаварийных ситуации в реальном масштабе времени;
- Диагностика работы бурового оборудования

В подразделе 2.2 «Исследование скважин в процессе бурения» представлен 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 (расходомерия);
- газовый каротаж в процессе бурения;
- исследования шлама и керна;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама;
- построение шлагограмм и литологической колонки с предполагаемой 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.

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.

Методы, основанные на использовании буровой техники, газовый каротаж, исследования шлама и керна отличаются оперативностью исследований, соответственно, помогают оптимизировать режим бурения, а также извлечь информацию, которую трудно или невозможно получить после окончания буровых работ.

В подразделе 2.2 отдельно выделяются следующие темы: «Методы ГИС, основанные на использовании буровой техники», «Газовый каротаж»,

«Исследование шлама и керна», а также «Экспресс-анализ шлама» и «Экспресс-анализ керна».

Раздел 3 Оперативное определение характера насыщения пород по данным изучения керна при проведении ГТИ содержит 3 подраздела.

В подразделе 3.1 «Отбор и подготовка керна к анализам» сообщается об обязательных методах отбора подготовки и хранения керна.

В подразделе 3.2 «Макроскопическое описание керна» говорится о макроскопическом (визуальном) описании кернового материала, поднимаемого из скважин, которое является одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. Это самая ответственная операция при обработке материалов поискового, разведочного, опорного, параметрического или структурного бурения.

Она должна проводиться очень тщательно, последовательно и с обязательным использованием лупы с 6–12 кратным увеличением.

Для выяснения карбонатности пород пользуются соляной кислотой (с объемной концентрацией 1 к 10); для выяснения наличия нефтепродуктов (в частности, битума) используют бензин. Во избежание загрязнения керна кислотой или бензином исследования проводят не на всем образце керна, а отбивают от него небольшой осколок.

Первичное описание керна проводится поинтервально сверху вниз по разрезу, в последовательности отбора керна. Керновая колонка каждого интервала разбивается на литологически однородные слои; им присваивается номер (в каждом интервале он начинается с первого номера), измеряется толщина слоев. При первичном описании керна следует придерживаться следующего порядка. В заголовке описания указывают название площади (месторождения) и номер скважины в соответствии с документацией скважины (дело скважины). Ниже помещают сведения, какой организацией, кем и когда было проведено описание.

Каждый интервал отбора керна описывается отдельно, при этом вначале каждого интервала обязательно указывается информация,

полученная при подъеме керна: номер керна, интервал отбора керна по длине колонны (м), проходка (м), выход керна (м, %).

С левой стороны листа помещается литологическая колонка, указывается номер слоя, его толщина; с правой приводится описание литологического состава и особенности пород (цвет, текстура, структура, нефте- и водонасыщенность, плотность). Если часть слоя была поднята в предыдущем интервале долбления, то указывают, что породы аналогичны вышеописанным, т.е. поднятым в предыдущем интервале.

По замеру в колонке керна определяют видимую мощность каждого из выделенных при описании слоев. Истинную мощность данного слоя указывают в окончательном разрезе, составляемом на основании изучения не только керна, но и шлама, механического каротажа, электрокаротажа и кавернометрии.

В подразделе 3.3 «Изучение признаков нефтенасыщения в керне» речь ведется о выявлении нефтегазопроявлений и битуминозности пород. Признаки нефти и газа в керне должны быть предварительно изучены у буровой на свежих образцах и поверхностях излома, зафиксированы в журнале первичного описания керна, а затем более детально исследованы в геологическом отделе и в лаборатории.

Нефтепроявления могут заключаться в выходах жидкой нефти и подъеме нефтесодержащих пород, в примазках нефти по трещинам в породах, в тонких пленках нефти на воде и т.д.

Жидкую нефть легко узнать по ряду признаков, хорошо известных каждому геологу-нефтянику. Задачей геологов является тщательное выяснение и детальное описание геологических условий, в которых находится обнаруженный выход, а также отбор проб нефти и сопровождающих нефть флюидов (т.е. подвижных веществ – газообразных и жидких). Нефть может вытекать непосредственно из коренных пород, из наносов; может скапливаться в виде толстых пленок на поверхности воды более или менее далеко от места выхода нефтеносных пород на дневную

поверхность и т.д. При изучении керна иногда можно наблюдать налеты и примазки нефтяных компонентов на стенках трещин. Обычно они темноокрашенные, так как представляют собой остаточные, окисленные компоненты мигрировавших через породу нефтяных флюидов: асфальтовых и смолисто-асфальтовых фракций. Легкие и средние компоненты (бесцветные и светлоокрашенные) даже при интенсивном нефтяном запахе породы остаются невидимыми.

Нефтепризнаки могут проявляться как сразу после подъема керна, так и спустя некоторое время. Породы, поднятые с больших глубин, например, кавернозно-трещиноватые известняки и доломиты Сибирской платформы, могут не проявлять внешних признаков нефтеносности. Лишь после того, как керн некоторое время пролежит на поверхности, а породы частично разрушатся вследствие падения горного давления, в них могут появиться признаки нефти в виде капель, выступивших на стенках пор и трещин. Поэтому после тщательного всестороннего описания керна рекомендуется проводить вторичный осмотр керна спустя некоторое время (от 10 часов до 1–2 суток).

В ультрафиолетовом свете поверхность керна нефтенасыщенных пород равномерно флуоресцирует от бледножёлтого до тёмно-коричневого цвета. При этом интенсивность (яркость) люминесценции углеводородов зависит от их индивидуальных свойств, объёма пор, а также от концентрации УВ в поровом пространстве.

Флюоресценция – один из видов люминесценции, характеризующийся быстрым затуханием свечения после прекращения возбуждения. Флуоресценция нефти (ФН) – способность нефти люминесцировать в ультрафиолетовых лучах. Цвет и яркость ФН зависят от группового состава нефти. Установлено, что наибольшей яркостью и наиболее коротковолновыми цветами люминесценции (сине-голубым, голубым) обладают обычно светлые нефти; с увеличением количества смол и асфальтенов яркость ее люминесценции снижается и цвет изменяется от

голубовато-жёлтого и жёлтого до жёлто-коричневого, коричневого и даже чёрного. ФН используется для обнаружения малых количеств нефти и оценки её общего характера. Насыщенные лёгкими УВ (плотность 650 – 870 кг/м³) участки керна флуоресцируют от бледно-голубого до светло-оранжевого цвета. Насыщенные средними УВ (плотность 870 – 910 кг/м³) – оранжево-коричневым, а участки керна, насыщенные тяжёлыми УВ (плотность 910 – 1050 кг/м³), флуоресцируют от тёмно-коричневого до практически чёрного цвета.

В главе **4 Результаты работ** приводится описание керна Ташлинского месторождения. Интервал отбора керна составил 4068-4086м. Проходка составила – 18 метров, линейный вынос керна – 18 метров (100%). Всего описано – 18 метров, также выделено 5 характерных слоя различной мощности. При отборе керна проведён следующий комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований, который включает в себя карбонатометрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД). Кроме того, отдельно вынесен планшет ГИС – ГТИ с информацией по керну.

Заключение. Геолого-технологические исследования дали непосредственно в процессе бурения обширную гамму параметров, дающих геологическую информацию о разбуриваемых породах и о физико-химических процессах, характеризующих процесс бурения.

Используя полученную информацию, решился целый ряд задач геологического и технологического характера. Изучив в процессе бурения геологическое строение разреза скважины, по оперативным результатам выполняемых работ, выявились все продуктивные пласты, и определился их характер насыщения.