

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

Кафедра геофизики

**"Уточнение характера насыщения коллекторов в процессе бурения (на
примере скважины №1 Восточно-Крюковского месторождения)
(Самарская область)"**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Повальнова Александра Владимировича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов, 2017

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы определяется тем, что Восточно-Крюковское месторождение было открыто сравнительно недавно, и подготовлено к бурению в 2008 году. В настоящее время Восточно-Крюковское месторождение готовится к эксплуатации и является одним из крупнейших газовых месторождений Самарской области. В процессе строительства скважин на данном месторождении потребовалось уточнение геологической модели, а также выявить новые и уточнить старые продуктивные пласты.

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.

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, изучают их фильтрационно-емкостные свойства и характера насыщения, ГТИ позволяют оптимизировать отбор керна, проводить в комплексе с методами ГИС экспрессное опробование и изучение выделенных объектов. ГТИ обеспечивают безаварийную проводку скважин и оптимизацию режима бурения.

Целью работы является определение характера насыщения коллекторов среднего карбона и верхнего девона на примере скважины №1 Восточно-Крюковского месторождения.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- изучить геолого-геофизических характеристик Восточно-Крюковского месторождения;-

- охарактеризовать методику проведения геохимических методов в исследуемой скважине;

- выделить пласты-коллекторы по данным газового каротажа;

- определить характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу и данным люминисцентно-битуминологического анализа.

В целях сохранения конфиденциальности название месторождения использованного для написания данной работы изменено.

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников, приложения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Бакалаврская работа посвящена уточнению характера насыщения коллекторов в процессе бурения (на примере скважины №1 Восточно-Крюковского месторождения Самарская область).

В первом разделе, **геолого-геофизическая изученность территории исследования** приводятся общие сведения о территории исследования, литолого-стратиграфическая характеристика разреза, описание тектонического строения и нефтеносности.

В административном отношении рассматриваемая территория находится в Большеглушецком районе Самарской области.

Восточно-Крюковская - в 8 км на юго-запад от с. Морец и в 44 км на север от ст. Новоперелюбская Южно-Уральской ж. д. и Ново-Светская - в 7 км на юг от с. Морец и в 46 км на север от ст. Новоперелюбская Южно-Уральской ж. д. В пределах изучаемого района действует нефтепровод «Дружба-П» Самара - Тихорецк.

На рассматриваемой площади и прилегающих к ней территориях с 40-х годов и до настоящего времени проведены следующие геолого-геофизические исследования: структурно-геологическая съемка, сейсморазведка МОВ и ОГТ, структурное и глубокое бурение.

В строении осадочного чехла изучаемой территории принимают участие отложения четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования природных резервуаров, выражающиеся в чередовании отложений, слагающих породы-коллекторы и флюидоупоры.

Изучаемая территория расположена на юго-западном борту Бузулукской впадины, в зоне сочленения её с юго-восточным склоном Жигулёвского свода, в пределах преимущественно субширотно ориентированной Пестравско-Украинской гряды выступов кристаллического фундамента, в соответствии с приложением Б.

Изучаемый участок приурочен к Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В настоящее время на территории Мамуринского ЛУ, в пределах которого расположены изучаемые структуры открыты Пиненковское, Западно-Пиненковское, Восточно-Фурмановское, Крюковское, Хомяковское, Мамуринское, Верхне-Гайское, Шаболовское, Санталовское месторождения нефти.

Анализ данных о нефтеносности разреза подтверждает перспективность изучаемых структур. Открытие нефтяных залежей можно, прежде всего, ожидать в отложениях среднего карбона (пласт А4 башкирского яруса), нижнего карбона (пласты Б2, Б3 бобриковского горизонта, VI турнейского яруса).

Раздел 2, **методика работ**, посвящен описанию общих положений в ГТИ и комплексов для решения задач ГТИ, описанию геохимических методов исследования, изучению основ газового каротажа, принципа работы хроматографа, определению характера насыщения на основании данных ЛБА и прогнозированию вскрытия кровли коллектора.

Геолого-технологические исследования решают следующие геологические задачи:

- построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- оперативное выделение опорных пластов-реперов;
- проведение литолого-стратиграфического расчленения разреза;
- оперативное выделение пластов-коллекторов;

определение характера насыщения коллекторов;

- оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

С целью оптимизации получения геолого-геофизической информации проводится выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, испытания пластов, а также интервалов, методов и времени проведения геофизических исследований в скважинах.

Геолого-технологические исследования решают следующие технологические задачи:

- распознавание и определение продолжительности технологических операций;

- выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;

- оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);

- контроль гидродинамических параметров в скважине;

- раннее обнаружение проявления и поглощения при спускоподъемных операциях, управление процессом долива скважины;

- определение пластового и порового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД);

- контроль спуска и цементирование обсадной колонны;

- диагностика работы бурового оборудования.

Геолого-технологические исследования обеспечивают решение следующих информационных задач:

- синхронизация работы регистрирующих комплексов на буровой;

- сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных;

- обеспечение информацией всех служб, участвующих в процессе строительства скважин;

- составление сводных форм оперативной отчетности;
- передача информации ПИ по каналам связи.

При изучении разрезов скважин, особенно для выделения нефтегазоносных пластов, применяют ряд физико-химических методов, объединяемых под названием геохимических. Наибольшее распространение получили газометрия скважин и методы изучения шлама, относящиеся к числу прямых методов исследования разрезов скважин.

При проведении газометрии скважин исследуют содержание углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность. Наибольшую информацию о продуктивности пород дают предельные углеводороды от метана CH_4 до гексана C_6H_{14} . Определенную информацию несут некоторые другие углеводороды (непредельные, изомерные соединения).

Существуют две разновидности газометрии: в процессе бурения и после бурения. В первом методе газосодержание выходящего бурового раствора исследуют одновременно с бурением.

Компонентный состав углеводородов определяют с помощью газовой хроматографии. Основная часть хроматографа — разделительная хроматографическая колонка — трубка из нержавеющей стали, заполненная сорбентом — тонкоизмельченным пористым веществом, например силикагелем. При пропускании анализируемой смеси через колонку метан практически не сортируется и проходит вместе с воздухом, выступающим здесь в роли инертного для детектора хроматографа газоносителя. Остальные, лучше сорбирующиеся углеводородные газы проходят через колонку с запаздыванием тем большим, чем выше номер предельного углеводорода. Для ускорения процесса и улучшения разделения отдельных компонентов газа применяют способ хроматермографии: колонку нагревают по заданной программе, а после выделения последнего компонента охлаждают. Таким образом, работа хроматографа дискретна.

Длительность цикла 6 мин. Анализируемая смесь подается в трубку периодически с помощью кранов дозатора.

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.

Признаками подхода к нефтегазоносному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются:

- аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;
- изменение значений флюидных коэффициентов $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ и т.д.
- уменьшение значения флюидного коэффициента $\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$ (тяжелых углеводородов).

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.

Раздел 3, **результаты исследований**, посвящен определению характера насыщения по данным газового каротажа и по данным ЛБА, геолого-геохимическим исследованиям в интервале 80-3190м и сопоставлению результатов ГТИ с данными ГИС

При проведении газового каротажа в скважине №1 Восточно-Крюковской в перспективном участке разреза в интервалах 1793-1802м и 3095-3106м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивному коллектору регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастают тяжелые углеводороды C₂, C₃, C₄, C₅. В результате было выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта разбита на 2 блока насыщения.

На кривых суммарных газопоказаний РАГ по раствору в интервалах 1793-1802м и 3190-3126м выделяются аномальные участки превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений, суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. Значения по увеличению газов в интервале 1793-1802м: C₁ до 0,1569%абс, C₂ до 0,1293%абс, C₃ до 0,2309%абс, C₄ до 0,147%абс, C₅ до 0,088%абс. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) говорит о признаках нефти. В интервале 3190-3126м: C₁ до 2,263%абс, C₂ до 0,3152%абс, C₃ до 0,092%абс, C₄ до 0,079%абс, C₅ до 0,079%абс. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) говорит о признаках нефти. При значении газов более 0,1% коллектор считается насыщенным нефтью.

В пласте-коллекторе в интервале 1797,4-1798,5м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 2 балла, беловато-голубого цвета, что говорит о присутствии в породах легких битумоидов (углеводородные флюиды не содержащие смол и асфальтенов).

В интервале 3097,5 – 3104м люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, голубовато-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянистых битумоидов (нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов).

Геолого-геохимические исследования были начаты с глубины 80м. Описание пород приводится по пробам шлама, отобранным в процессе бурения.

Для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения их емкостных свойств и насыщения, построение геологической модели месторождения, подсчету запасов УВ и оценки технического состояния скважины в процессе ее строительства, геофизические исследования проведенные в исследуемой скважине №1 включают в себя: гамма-каротаж ГК, нейтронный гамма-каротаж НГК, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации КС, измерения каверномером (ДС), боковой каротаж БК, кривая градиент зонд GZ, PZ.

При проведении ГИС в выделенных интервалах 1797,4-1798,5м и 3097,5-3104м продуктивных пластов диаграммы ГК, НГК и ПС показали низкие значения сопротивления, что говорит о хороших коллекторских свойствах пород.

Интервал 1797,4-1798,5м по данным ГИС коллектор. Но по данным ГТИ повышение газов.

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 и люминесцентно-битуминологического анализа. Дано описание методик определения характера насыщения при помощи построения палеток РАГ.

В разрезе изучаемого Восточно-Крюковского месторождения, выделены продуктивные пласты и описан характер их насыщения:

в интервале 1797,4-1798,5м:

- уровень газосодержания буровой промывочной жидкости до 0,83%абс;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 2 балла, беловато-голубого цвета, что говорит о присутствии в породах легких битумоидов.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов пласта башкирского яруса, насыщенных остаточной нефтью:

в интервале 3097,5 - 3104м:

- уровень газосодержания буровой промывочной жидкости до 2,7679%абс;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, голубовато-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянистых битумоидов.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов пласта ДЗрт петинского горизонта франского яруса, насыщенных нефтью.

По результатам сравнения полученных результатов с данными ГИС подтверждено, что башкирский и петинский возрасты горизонты являются нефтенасыщенными.