

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
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
Кучкуровского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического факультета, заочного отделения

Шакирова Дамира Ринатовича

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 2023

Введение. Геолого-технологические исследования скважин - это комплекс мероприятий, который проводится на всех этапах создания, эксплуатации и закрытия скважин. Основная задача геолого-технологических исследований - это определить геологические и технологические параметры скважин, что позволяет проектировать и эксплуатировать скважины с наилучшей эффективностью и безопасностью.

Геолого-технологические исследования скважин важны для обеспечения безопасной и экономически эффективной эксплуатации скважин. Они помогают определить наилучшую стратегию бурения, прогнозирование производительности скважин и планирование мероприятий по закрытию скважин.

В рассматриваемой работе геолого-технологические исследования проводятся в процессе бурения скважин (что является неоспоримым преимуществом перед стандартными методами исследований) и направлены на выделение перспективных пластов-коллекторов для нефти и газа. Решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение перспективных пластов-коллекторов, их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов в дальнейшем (корреляция полученной информации обеих методик между собой), обеспечение безаварийной проводки скважин, мониторинг и профилактика ГНВП, и оптимизацию режима бурения.

Целью написания выпускной квалификационной работы является выделение продуктивных пластов-коллекторов методами ГТИ.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной работы будут решены следующие задачи:

- изучение комплексов геолого-геохимических исследований;
- изучение основ газового каротажа;
- изучение методики выделения коллекторов;
- изучение методик определения характера насыщения;

- определение фоновых показаний результатов ГТИ;
- выделение зон аномалий по данным ГТИ;
- определение перспективных интервалов;
- определение характера насыщения.

Материалом для выпускной квалификационной работы послужили данные по горизонтальной скважине №75 Кучкуровского месторождения.

Материал для своей выпускной квалификационной работы автор получил, работая геологом в партии геолого-технологических исследований, в нефтесервисной организации ООО «Ойлпромсервис Саратов».

Бакалаврская работа содержит в себе введение, заключение, список использованных источников, а также 3 раздела основного содержания работы, 6 подразделов первого раздела, 8 подразделов второго раздела и 4 подраздела 3 раздела: 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», 1.1 «Состояние изученности территории», 1.2 «Краткая геолого-геофизическая изученность», 1.3 «Геологическое строение района», 1.3.1 «Литология и стратиграфия», 1.3.2 «Тектоника», 1.3.3 «Нефтегазоносность». 2 «Методика проведения работ», 2.1 «Геолого-технологические задачи, решаемые по данным ГТИ», 2.2 «Комплекс геолого-технологических исследований», 2.3 «Исследовательская аппаратура», 2.4 «Вскрытие перспективного пласта» 2.5 «Люминесцентный битуминологический анализ» 2.6 «Газовый каротаж», 2.7 «Оперативное литологическое расчленение разреза», 2.8 «Проведение ТВД». 3 «Результаты», 3.1 «Определение зон аномалий», 3.2 «Определение характера насыщения аномальной зоны». 3.3 «Комплексирование результатов», 3.4 «Сравнение полученных результатов с ГИС».

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ».

Михайловское, Сундурско-Нязинское, Есенийское, Патраковское, Николаевское, Ошворцевско-Дмитриевское, Лудошурское, Сосновское, Центральное, Итинское и Кабановское месторождения являются спутниками

Кучкуровского месторождения, расположенными рядом с ним, и эксплуатируются различными нефтедобывающими компаниями.

Характеристика местности, где проводятся работы, заключается в том, что это невысокая равнина с небольшими ямами и горками. Средняя высота примерно 200-250 метров. В этом районе множество рек и ручьев, основными из которых являются Лоза с правыми притоками Итой и Нязью, а также Вотка с происходящими из нее притоками Сясякшур и Сюэри.

В данном районе преобладает умеренно континентальный климат с коротким теплым летом и продолжительной холодной зимой, среднегодовая температура колеблется между +2 С⁰ и +2,5 С⁰, а среднегодовая скорость ветра составляет 3,5 м/сек. Зимой самый холодный период приходится на январь и февраль, когда температура опускается до минус 48 С⁰, а летом наиболее теплым месяцем является июль. Глубина промерзания грунта достигает 1,5 м, а снежный покров устанавливается в ноябре и достигает максимальной толщины в марте (до 90 см).

Около 60% территории района покрыто хвойным лесом, где наиболее распространенные породы – сосна, пихта и ель, а также имеются осина и береза.

Население состоит в основном из русских и удмуртов, занятых в сельском хозяйстве, на предприятиях местной промышленности и в сфере нефтедобычи. В районе также присутствуют залежи торфа и сырье для производства кирпича и известкования кислых почв. Водоснабжение осуществляется от двух водозаборов на реках Лоза и Сива, а газоснабжение обеспечивается попутным газом, получаемым на установках по подготовке нефти. Район также характеризуется развитой нефтедобывающей и перерабатывающей инфраструктурой.

Тектоника. Кочкуровская площадь расположена в северной части Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы, как показано на рисунке.

В пределах Кучкуровского месторождения, как и в пределах всей Удмуртии выделяются два структурно-тектонических комплекса: комплекс

кристаллического фундамента и комплекс осадочного чехла, представленный отложениями рифейского, вендского и палеозойского возраста. Фундамент в пределах Кучкуровского месторождения не вскрыт.

По отложениям фундамента площадь месторождения расположена в северо-западной части Калтасинского авлакогена. Породы кристаллические фундамента в пределах месторождения не вскрыты. По данным региональных геофизических исследований его поверхность находится на глубине 4-5,5 км, нарушена разломами северо-западного, северо-восточного и субширотного направлений и испытывает региональное погружение в восточном направлении.

Отложения фундамента покрывает мощная толща пород нижнего отдела рифейской системы. Толщина рифея оценивается в данном регионе Удмуртии в 3-4 км. Так же, как поверхность фундамента, рифейские отложения регионально погружаются в восточном направлении и разбиты разрывными нарушениями северо-западного, северо-восточного и субширотного направлений на блоки.

Методика выполнения задач:

1. Геолого-технологические задачи, решаемые по данным ГТИ. Геологические исследования в процессе проводки поисково-разведочных, эксплуатационных, забурки боковых стволов, нагнетательных, водозаборных, а также и опоропараметрических скважин всегда имеют главнейшее значение. Так как от качества проведения зависит решение основной задачи: оценки перспектив нефтегазоносности и выделение в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды или пластовую воду для дальнейшей закачки в пласт для повышения нефтеотдачи, который является одним из методов МУН (метод увеличения нефтеизвлечения). Таким образом, определяется эффективность геологоразведочных мероприятий на исследуемой территории (площади).

2. Комплекс геолого-технологических исследований. Главной задачей при выборе оптимального комплекса методов будет являться обеспечение изучения разреза бурящейся скважины, а также опробование потенциальных продуктивных пластов-коллекторов в открытом стволе. Для решения геологических задач производится отбор шлама и ЛБА (Люминесцентный битуминологический анализ) - каждые 5 метров. При подходе к проектным продуктивным пластам и в самом пласте уже – 1-2 метра.

3. Исследовательская аппаратура. Проводят геолого-технологические исследования с использованием компьютеризированных станций ГТИ, которые позволяют вести информационное сопровождение на всех этапах строительства скважины, производить расчленение геологического разреза и первичное выделение продуктивных горизонтов.

Геолого-технологические исследования, проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, не требуют для проведения исследований простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

4. Вскрытие перспективного пласта. Благодаря непрерывному литолого-стратиграфическому расчленению разреза и его сравнения с ГТН контролируется углубления забоя скважины к предположительной продуктивной толще.

Прогнозирование подхода к продуктивным пластам может выполняться и на основе последовательной переинтерпритации данных сейсморазведки (если имеются таковые службы) по методике прогнозирования

геологического разреза (ПГР). Коррекция данных ПГР выполняется на основе использования полученных по комплексу ГТИ отметок фактической глубины маркирующих горизонтов.

Особое внимание уделяется данным газового каротажа (ГК). В данном случае прогноз строится на основе представления о диффузии УВ из залежи в перекрывающие породы. Известно, что легкие УВ распространяются, относительно продуктивного пласта-коллектора, на большие расстояния (по вертикали) вплоть до поверхностных толщ. В свою очередь более тяжелые УВ могут аккумулироваться лишь в перекрывающих породах, ввиду силы тяжести. К примеру, глины, обладатели адсорбционных свойств, способны вбирать в себя большие концентрации тяжелых УВ.

5. Люминесцентный битуминологический анализ (ЛБА). Люминесцентно-битуминологический анализ ГТИ - это метод исследования нефтяных месторождений и нефтепродуктов, который основан на свойствах люминесценции и битуминологии. Люминесценция - это излучение света в результате возбуждения вещества определенным типом излучения, а битуминология - это наука, изучающая свойства нефтей, битумов и других тарных веществ.

В ходе люминесцентно-битуминологического анализа ГТИ проводятся исследования битуминов, определение их компонентного состава и свойств, а также свойств нефтей и нефтепродуктов. Результаты анализа могут использоваться для оценки качества нефти и ее переработки, а также для определения геологического возраста и структуры нефтяных месторождений.

6. Газовый каротаж. Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Из главных преимуществ газового каротажа - точность. Он позволяет получить точные данные о содержании газа в геологических формациях.

Кроме того, он может проводиться при широком диапазоне температур и давлений и может использоваться как на поверхности, так и в скважинах.

Термовакuumная дегазация (ТВД) проб бурового раствора проводится при температуре бурового раствора 90°C и вакууме 0,09 МПа. Процесс дегазации пробы длится 10 мин. Газонасыщенность бурового раствора углеводородными газами рассчитывается по формуле 1:

$$q = 10^{-2} \frac{V_{\Gamma} \sum_{i=1}^m c_i}{V_p}, \quad (1)$$

где $\sum C_i$ – суммарное содержание УВГ в выделившемся газе;

m - число анализируемых компонентов углеводородных газов;

V_{Γ} – объем газа, выделившегося при дегазации проб промывочной жидкости;

V_p – объем пробы промывочной жидкости.

Выделившийся из пробы газ анализируется на хроматографе.

Концентрация каждого из углеводородных компонентов рассчитывается по формуле 2:

$$C_{pi} = \frac{V_{\Gamma} \cdot c_i}{V_p}, \quad (2)$$

где C_i - объемное содержание i -го компонента в газе, извлеченном из пробы бурового раствора, %.

Выделившийся из пробы газ анализируется на хроматографе.

Концентрация углеводородных газов по хроматографу рассчитывается по формуле 3:

$$C_{xi} = K_m \cdot K_{\text{ч}} \cdot A_{\text{п}}, \quad (3)$$

где C_{xi} - концентрация i -го компонента углеводородного газа, %

K_m - коэффициент закругления масштаба;

$K_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности i -го компонента, %/мин;

$A_{\text{п}}$ - длина пики i -го компонента, мм.

Результаты калибровок хроматографа приводятся на хроматограмме.

7. Оперативное литологическое расчленение разреза. Обеспечивает, в реальном времени, эффективное геологическое управление бурением

скважины, дает буровой бригаде о необходимости изменения режима бурения, промывки скважины, параметров промывочной жидкости, выборе долота.

Для решения этих задач используются параметры механического и фильтрационного каротажа. Дополнительная информация получается при использовании данных контроля давления, момента на роторе, а также данных об уровне изменчивости значений таких параметров как: скорость проходки V , относительный коэффициент буримости $K_{об}$, момент на роторе M_r .

8. Проведение ТВД. Термовакuumный дегазатор (ТВД) предназначен для глубокой дегазации проб промывочной жидкости (ПЖ) и шлама с целью определения газонасыщенности проб ПЖ, бурового шлама и калибровки желобного дегазатора.

Анализируется количество и состав углеводородных газов, извлекаемых из открытых и закрытых пор шлама и керна. Применяется с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений.

Порядок работы.

В кипятельную колбу наливается вода. Зажимы закрыты. Подсоединяется проботборник к кипятельной и дегазационно-газосборной колбам. Включается кипятильник и вакуум-насос. При закипании кипятильник отключается, а вакуум-насос работает до достижения 1 гкс/см^2 . Таким образом в дегазационной колбе вакуум -1 атм . Краном отсекаем вакуум-насос. Открываем зажимы по очереди и зажимом 1 поддерживаем режим бурления в дегазационной колбе до полной дегазации содержимого проботборника. Дегазация длится примерно 5-6 минут. Газовоздушная смесь собирается вверху колбы и останавливает подъем жидкости. Объем газовоздушной смеси определяется по шкале нанесенной вверху колбы. Этот объем служит для расчета коэффициента на который умножаются значения, полученные на хроматографе в абсолютных процентах. Газ для анализа

забирается через резиновую трубку, надетую на штуцер крана.

Формулы для расчета удельной газонасыщенности раствора и шлама:

ТВД бурового раствора рассчитывается по формуле 4:

$$q=10 \cdot V_{\Gamma} \cdot C_{\text{абс}} / V_{\text{ж}}, \quad (4)$$

где V_{Γ} – объем выделившегося газа в дегазационной колбе

$C_{\text{абс}}$ – значение полученное с ХГ

$V_{\text{ж}}$ – объем бурового раствора в пробоотборнике

ТВД шлама (керн) находится по формуле 5:

$$q=100 \cdot V_{\Gamma} \cdot C_{\text{абс}} / V_{\text{ш}}, \quad (5)$$

где V_{Γ} – объем выделившегося газа в дегазационной колбе

$C_{\text{абс}}$ – значение полученное с ХГ

$V_{\text{ш}}$ – объем шлама или керна в пробоотборнике

Пересчет по формулам необходимо производить по каждому компоненту газовой смеси.

Третья часть.

В процессе исследования литологического разреза, полученный в результате изучения шлама из скважины №75, которая является горизонтальной (в дальнейшем перфорация в перспективном интервале не производилась, вместо этого было принято решение установить фильтр) выявлена аномалия. Зона приурочена к интервалу 1450,65 - 1576,31, в котором отмечено изменение интерпретационного кода.

В интервале 1450,65-1576,31 (по стволу скважины №75) отмечено значительное увеличение механической скорости проходки, значительное увеличение газосодержания бурового раствора и изменение люминесценции шлам. Коллектор по результатам заключения шламмограммы представлен нефтенасыщенными карбонатными породами.

На последнем этапе исследования было проведено сравнение полученных результатов с данными ГИС. По данным комплекса ГИС в интервале выделена нефтенасыщенная толща. КнГ (коэффициент нефтегазонасыщенности) составил 75-85% в верейских отложениях.

Таким образом, по комплексу методов ГИС было заключено, что в данный интервал является нефтеносным коллектором.

Заключение. В соответствии с поставленными в ведении задачами в выпускной квалификационной работе дано описание геологического строения района работ, выполнен обзор комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективных интервалов. Также выделен, в разрезе изучаемой скважины Кучкуровского месторождения, пласт-коллектор и определен характер насыщения вмещающих пород.

По результатам выполненных исследований получены следующие результаты: по методикам GEOLOG, РАГ и базового треугольника – интервал нефтенасыщен. По данным ГИС в интервале отмечаются признаки наличия нефтенасыщенного коллектора. Результаты сравнения показывают эффективность методик флюидных коэффициентов GEOLOG, РАГ и базового треугольника.

Таким образом, комплекс ГТИ показал эффективность в условиях Кучкуровского месторождения при решении геологических задач.