

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

Кафедра геофизики

**Результаты геофизических исследований в процессе бурения  
эксплуатационной скважины № 2534 ГС Кондинского месторождения  
(на примере пласта АС9)**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 532 группы  
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
геологического ф-та  
Квитантова Егора Игоревича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Калинникова М.В

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Волкова Е.Н

Саратов 2026

**Введение.** Актуальность темы выпускной квалификационной работы обусловлена тем, что в последнее время при проведении промыслово-геофизических работ особое внимание уделяется методам разработки нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами (ГС). Однако к проведению геофизических исследований в ГС предъявляется целый ряд специфических требований, отсутствующих в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Данные требования усиливаются, в тех случаях, когда геофизические исследования в процессе бурения проводятся в маломощных пластах, таких как пласт АС9 скважины Кондинского месторождения, исследуемых в данной работе.

Цель бакалаврской работы состояла в информационном обеспечении процесса строительства горизонтального участка пласта АС9 скважины № 2534 Кондинского месторождения.

Данная цель предполагала решение следующих **задач**:

- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- охарактеризовать методику геофизических исследований процесса строительства горизонтальных скважин, применяемую на Кондинском месторождении;
- составить детальную литолого-петрофизическую модель пласта АС9 по вертикали;
- по результатам газового каротажа оперативно определить изменения характера насыщения пласта АС 9;
- проследить в оперативном режиме изменения литолого-петрофизических характеристик пласта АС9 по латерали с целью корректировки ствола скважины.

Материалами исследования послужили данные геолого-технического наряда скважины №2534 ГС Куст 25А Кондинского месторождения. Планшет глубины по стволу скважины и вертикали скважины №2534 ГС. Отчет по замерам траектории скважины №2534 ГС Куст 25А Кондинского месторождения. Геолого-геохимический разрез по скв №2534 ГС.

Работа включает введение, 4 раздела: Раздел 1 - Геолого – геофизическая характеристика района работ; Раздел 2 - Методика геофизических исследований горизонтальных скважин заключение, Раздел 3 - Методика определения характера насыщения пласта коллектора по данным ГТИ. Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС); Раздел 4 - Результаты исследования, заключение, список используемых источников. Общий объем работы составляет 45 страниц.

**Основное содержание работы. Раздел 1. Геолого – геофизическая характеристика района работ** содержит общие сведения по Кондинскому месторождению.

Кондинское нефтяное месторождение было открыто в 1997 году и введено в эксплуатацию в ноябре 2017 года. Месторождение расположено в Ханты-Мансийском и Кондинском районах ХМАО-Югры в 65 км к юго-востоку от г. Ханты-Мансийска.

#### **Литолого – стратиграфическая характеристика разреза**

Геологический разрез Кондинского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского возраста залегающие на доюрских образованиях. Исследуемый пласт стратиграфически принадлежит отложениям нижнего мела готеривско-барремского яруса черкашинская свиты. Разрез черкашинской свиты представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевролитистых песчаников.

#### **Тектоника**

В региональном тектоническом плане Кондинское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, расположено в пределах Фроловской мегавпадины, между Сыньеганской террасой и Салымским мегавалом. Особенностью формирования мезозойского чехла в пределах структуры является развитие валанжин-готеривских клиноформных линз, падающих на запад и восток. На территории структуры проходит осевая зона неокомского бассейна.

## **Нефтегазоносность**

Кондинское месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нефтеносность месторождения связана с нижнемеловыми (неокомскими) отложениями, охватывающими значительные по толщине отложения осадочного чехла (пласты АС9-1, АС9-3, АС10-1, АС11-1 и АС12-1). По количеству начальных извлекаемых запасов нефти месторождение – крупное. Исследуемый пласт АС9 — один из продуктивных пластов Кондинского нефтяного месторождения (ХМАО-Югра) относится к нижнемеловым отложениям (берриас-валанжин) и является продуктивным пластом в составе неокомского комплекса. Коллекторы – мелкозернистые песчаники, алевролиты, часто с высокой глинистостью.

### **Раздел 2. Методика геофизических исследований горизонтальных**

**скважин.** Геофизические исследования ГС в процесс бурения

подразделяются на инклинометрические (измерение траектории ствола ГС); геолого-технологические исследования (ГТИ); геофизические исследования (выполнение комплекса ГИС).

**Инклинометрические исследования (измерение траектории ствола ГС)** проводятся для оценки пространственного положения и технического состояния ствола ГС с целью её безопасного бурения. Инклинометрические измерения обычными кабельными инклинометрами применяются для измерения зенитного угла и азимута. Геофизики в первые годы освоения горизонтального бурения переделывали традиционные инклинометры. И сначала закачивали их потоком промывочной жидкости на забой, после проходки 20-30 метров ствола, потом научились спускать их на кабеле, переводя его в затрубье, а с появлением бескабельных систем с гидравлическими, электромагнитными и другими каналами связи стали включать их в состав бурильной колонны и получать данные в реальном масштабе времени о текущих координатах ствола ГС. За рубежом их называли MWD и LWD системами в отечественной терминологии – ЗТС – (забойные телеметрические системы). В настоящее время ЗТС включает комплекс ГИС

для открытого ствола и ряд технических параметров, что позволяет проводить ГС одним долблением без перерывов в бурении. Телеметрическая система измерений, применяемая при бурении ННС и ГС на месторождениях Западной Сибири включает измерения зенитного и азимутального углов, положение отклонителя, нагрузку на долото, число оборотов долота, крутящий момент на валу электродвигателя.

### **Газометрические исследования бурового раствора**

На Кондинском месторождении комплекс исследований в процессе бурения (ГТИ) выполняется в непрерывном режиме, что обеспечивает решение ключевых оперативных задач: выявление перспективных пластов-коллекторов, изучение их свойств и характера насыщения, экспрессную оценку выделенных интервалов геофизическими методами.

Газовый каротаж является прямым методом выявления нефтегазоносных пластов и основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы.

При проведении газового каротажа в эксплуатационных скважинах основными задачами являются выделение нефтегазонасыщенных интервалов и оценка характера их насыщения. Основные требования заключаются в непрерывном измерении суммарного содержания углеводородных газов в ГВС и хроматографическом анализе ГВС в интервалах повышенных газопоказаний.

Дегазация бурового раствора на выходе из скважины производится дегазаторами непрерывного действия различных типов. Основными параметрами, характеризующими дегазаторы непрерывного действия, являются: степень дегазации, постоянство степени дегазации при изменении свойств и газонасыщенности промывочной жидкости и инерционность дегазационной системы. Степень дегазации представляет собой отношение выделенного из бурового раствора объема газа к фактическому объему газа, содержавшемуся в данной порции раствора. Дегазатор необходимо

устанавливать всегда в одном и том же месте, как можно ближе к устью скважины, а при возможности забор бурового раствора производить из затрубного пространства, так как при движении бурового раствора от устья скважины до вибросита за счет естественной дегазации резко снижается его газонасыщенность и изменяется относительный состав газа, в сторону увеличения тяжелых углеводородов. Конструктивно дегазатор состоит из модуля дегазации и пульта управления.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметров, блока побудителей расхода, хроматографа, суммарного газоанализатора.

Газовоздушная смесь поступает по газовоздушной линии (ГВЛ) с поплавкового (или другого типа) дегазатора, который находится в желобной системе буровой установки.

При проведении газового каротажа обязательным условием является исследование покомпонентного (раздельного) состава углеводородного газа эвакуируемого на анализ из дегазатора. Покомпонентный состав углеводородного газа определяется с помощью хроматографического анализа, проводимого с использованием газового хроматографа, работающего в составе станции ГТИ. Используемые в газовом каротаже хроматографы должны осуществлять качественное разделение углеводородных газов газовоздушной смеси на составляющие парафинового ряда: метан ( $C_1$ ), этан ( $C_2$ ), пропан ( $C_3$ ), бутан ( $C_4$ ), пентан ( $C_5$ ) (рисунок б). Эта кривая зависимости концентрации отдельных компонентов в выходящем из сорбционной колонки газе-носителе от времени называется хроматограммой.

### **Метод гамма - каротажа (ГК)**

В эксплуатационных скважинах Кондинского месторождения гамма каротаж применяют для решения следующих задач: выделения коллекторов; оценки глинистости пород; в обсаженных скважинах для выявления радио-гео-химических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти

водой; увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

В результате проведения каротажа получают диаграмму зависимости интенсивности гамма-излучения от глубины  $\Gamma^{\gamma} = f(H)$ . Интенсивность естественного  $\gamma$  зависит от естественной радиоактивности горных пород  $q^{\gamma}$ . Как известно, max радиоактивностью  $\Gamma^{\gamma}_{max}$  обладают глины, в силу повышенной адсорбции, длительность накопления пелитового материала в процессе осадконакопления, max радиоактивностью  $\Gamma^{\gamma}_{max}$  обладают битумные породы, полимиктовые песчаники; min радиоактивностью  $\Gamma^{\gamma}_{min}$  имеют пески, песчаники, так же min радиоактивностью  $\Gamma^{\gamma}_{min}$  имеют карбонатные породы (известняки, доломиты). Таким образом, интенсивность пород  $\Gamma^{\gamma}$  возрастает с увеличением глинистости.

**Раздел 3. Методика определения характера насыщения пласта коллектора по данным ГТИ. Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС).** Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) была предложена Э. Е Лукьяновым. Согласно данной методике берется один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого определить характер насыщения залежи. В данной работе для расчета использовалась формула ОПУС<sub>4</sub>

$$\text{ОПУС}_4 = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}{5},$$

где  $C_1$ - $C_5$ - относительные значения углеводородных газов. Полученные значения, рассчитанные по выше приведенной формуле, сравниваются с граничными значениями, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 - Граничные значения для определения характера насыщения пластов-коллекторов согласно методике ОПУС.

Граничные значения для ОПУС <sub>4</sub>	
Значение ОПУС	Тип флюида
0,0002-100	Газ
1-25	Воды, контактирующие с залежью
100-1100	Газоконденсатные и газонефтяные залежи

700-250000	Нефть
>250000	Окисленная (остаточная) нефть

### **Метод люминесцентно-битуминологического анализа(ЛБА).**

ЛБА 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. Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, очищенные от бурового раствора, и просматриваются под люминоскопом.

После испарения растворителя шлам с бумаги удаляется и в УФ–лучах оценивается цвет пятна согласно классификации В.Н. Флоровской. Интенсивность свечения хлороформных вытяжек и их форма в ультрафиолетовых лучах оценивается визуально, в баллах. Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система.

**Раздел 4. Результаты исследования.** В соответствии с целью и задачами выпускной квалификационной работы объектом исследования являлся горизонтальный участок скважины № 2534 ГС куст 25А Кондинского месторождения, пробуренной в пласте АС9.

Данный пласт в стратиграфическом отношении принадлежит отложениям нижнего мела черкашской свиты К1аh. Разрез черкашинской свиты представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевролитистых песчаников. Последние, в пределах месторождения, так же, как и песчаники, являются промышленно нефтеносными.

Пласт АС9 расположен на глубине 2591-2600м по вертикали и имеет мощность 10 м. По данным механической скорости бурения ( $V_{\text{мех}}$ ) в соответствии с рекомендациями данными в РД 39-0147716-102-87 и данными гамма каротажа ( $\Gamma^y$ ) была составлена пилотная литологическая модель пласта

АС9.

Согласно полученным данным, пласт в интервале глубин 2592-2593 представлен песчаником слабоглинистым ( $V_{\text{мех}} = 60\text{м/ч}$   $I^Y = 40\text{API}$ ); в интервале глубин 2593-2594 литология меняется на алевролит ( $V_{\text{мех}} = 30\text{м/ч}$   $I^Y = 60\text{API}$ ); в интервале глубин 2594-2595 вновь залегают песчаники ( $V_{\text{мех}} = 40\text{м/ч}$   $I^Y = 75\text{API}$ ). В интервале глубин 2595-2596 залегают глинистые алевролиты ( $V_{\text{мех}} = 20\text{м/ч}$   $I^Y = 120\text{API}$ ) в интервале глубин 2596-2597 - глинистые песчаники ( $V_{\text{мех}} = 51\text{м/ч}$   $I^Y = 105\text{API}$ ), в интервале глубин 2597-2598 залегают песчаники глинистые ( $V_{\text{мех}} = 49\text{м/ч}$   $I^Y = 97.5\text{API}$ ), на глубине 2598-2599 расположены песчаники глинистые ( $V_{\text{мех}} = 50\text{м/ч}$   $I^Y = 102\text{API}$ ) и 2599-2600 – глинистые песчаники ( $V_{\text{мех}} = 40\text{м/ч}$   $I^Y = 102.5\text{API}$ ).

В последующем данная модель использовалась для исследования пласта АС 9 по латерали по глубине от 3330.48 до 3918.30 м, что составило 582 м. м.

Определение характера насыщения пласта АС 9 было проведено по результатам газового каротажа. Интерпретация проводилась по методике ОПУС, описанной в разделе 3.1. Результаты представлены таблице Приложения Д. Абсолютные значения состава углеводородных газов С1-С5 были сняты с диаграммы газового каротажа ГзК (приложение Г) . Затем эти значения были пересчитаны в относительные значения, все данные представлены в приложении Д.

Расчет количественных значений проводился по формуле данной в подраздел 3.1. Для определения характера насыщения использовались граничные значения характера насыщения по Лукьянову. В результате было установлено, что пласт АС9 является продуктивным, однако его характер насыщения изменяется по пласту.

Согласно Отчету по замерам траектории ствола скважины в работе было прослежено положение ствола скважины относительно кровли и подошвы пласта с целью определения наиболее благоприятных геолого-

геофизических характеристик пласта (глинистости, характера насыщения). Посторонняя схема расположения траектории ствола скважины в пласте АС9, построенная по данным инклинометрии.

При вхождении в пласт на глубине 2591 (глубина по скважине 3434-3488) ствол расположен вблизи кровли пласта (зенитный угол равен  $85-89^{\circ}$ ). Далее по мере углубления скважины по вертикали 2592-2595 м и при прохождении по стволу скважины по глубине 3507-3443-3452-3595- 3662 м угол скважины достигает  $90^{\circ}$  и движется внутри пласта, представленного глинистым песчаником, параллельно залеганию подошвы пласта на протяжении 3662-3699 м, потом на интервале 3699- 3918 м на глубине по вертикали 2596-2599 м при приближении к забою скважины зенитный угол становится больше  $90^{\circ}$  ( $91^{\circ}-93^{\circ}$ ) и ствол приближается к кровле пласта. Этот участок скважины соответствует залеганию алевролитов, характерных повышенной глинистостью (согласно составленной вертикально модели пласта АС9).

В интервале 3430-3460 характер насыщения – газоконденсат, что связано с тем, что ствол скважины расположен вблизи кровли пласта. Затем в интервале 3461-3710 пласт нефтенасыщен, что объясняется положением скважины параллельно относительно кровли и подошвы пласта. В интервале 3715-3739, в соответствии с вышеописанной траекторией, ствол скважины находится вблизи подошвы пласта, характер насыщения пласта при этом остаточная нефть в интервале 3737-3756 – нефть, 3756-3770 газоконденсат. В дальнейшем 3775-3919 на всем протяжении скважины характер насыщения соответствует нефтенасыщенному пласту.

Нефтенасыщенный характер пласта подтверждаются данными ЛБА. В целом пласт, в соответствии с классификацией В.Н. Флоровской характеризуется как маслянисто-смолистый битумоид, с интенсивностью свечения 3 балла, беловато-желтого цвета. Только в двух интервалах пласта 3510-3570 и 3610- 3670 м отмечается желтый цвет свечения.

Изменения коллекторских свойств пласта по латерали подтверждаются

данными изменениями интенсивности естественной радиоактивности. На протяжении ствола скважины выделяются 4 участка различной интенсивности естественного радиоактивного излучения.:1 участок 3380-3490 м имеет  $\Gamma' = 75\text{API}$ ; 2 участок 3490-3600 м имеет  $\Gamma' = 100\text{API}$ ; 3 участок 3600-3760 м имеет  $\Gamma' = 75\text{API}$ ; 4 участок 3760-3910 м в целом имеет максимальное  $\Gamma' = 125\text{API}$ , хотя можно видеть два участка с пониженными значениями до 75 API. Можно предположить, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают отложения залегающие в первых 110 метрах горизонтального участка пласта и в средней его части на протяжении 160 метров.

Таким образом, прослеженные в оперативном режиме изменения литолого-петрофизических характеристик пласта АС9 по латерали свидетельствуют о том, что горизонтальный участок ствола скважины № 2534 ГС по пласту АС9 был проведен в оптимальных геолого-геофизических условиях, что способствует безаварийному бурению горизонтальных скважин.

**Заключение.** Проведенное в настоящей работе исследование эксплуатационной скважины № 2534 ГС куста 25А Кондинского месторождения показало, что наличие комплекса геофизических исследований в процессе бурения, состоящего из инклинометрии, ГТИ и ГИС, дает полное информационное обеспечение, позволяющее контролировать процесс строительства горизонтального участка скважины в маломощном пласте АС9.

Исследуемый пласт АС9 - один из продуктивных пластов Кондинского нефтяного месторождения (ХМАО-Югра) и относится к нижнемеловым отложениям черкашинской свиты.

Составленная в результате исследования пилотная литологическая модель пласта АС9 по вертикали показала ритмичный характер чередования песчаников и алевролитов, различной степени глинистости.

По результатам газового каротажа установлено изменение характера

насыщения пласта АС 9 по латерали и показано, что глинистые алевролиты, так же, как и песчаники, являются промышленно нефтеносными в пределах Кондинского месторождения.

Прослеженные в оперативном режиме изменения коллекторских свойств пласта АС9 позволили провести ствол скважины № 2534 ГС в оптимальных геолого-геофизических условиях.