

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов БВ1-3 по данным ГТИ на
Покачевском месторождении»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы

направление 21.03.01 нефтегазовое дело

профиль « геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин »

геологического ф-та

Алабида Кифаха Абдулхуссейна Джебура

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Покачевское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО), в 100 км к северо-востоку от г. Сургут. Открыто в 1970 г. Освоение началось в 1977 г.

Целью данной работы является изучение методов выделения продуктивных пластов по данным ГТИ на Покачевском месторождении.

Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции.

На Покачевском месторождении промышленно нефтеносными являются песчаники, приуроченные к пласту БВ8.

Актуальность данной темы, обуславливается тем, что применение промысловых методов геофизических исследований скважин зачастую требуют значительных перерывов в процессе строительства скважины, а методы геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяют решать достаточное количество задач, решаемых методами ГИС, без остановок и простоев.

Для достижения данной цели, необходимо решить следующие задачи, такие как:

1. Рассмотреть геолого-геофизическая характеристика.
2. Изучить нефтеносность.
3. Проанализировать методику работ.

Структура и объем работы. Состоит из введения, 3 разделов (1 Геолого-геофизическая характеристика территории работ, 2 Методика работ, 3 Результаты исследований по скважине No 9617У куст 428 Покачевского месторождения) , заключения и списка использованных источников.

Основное содержание работы.

1. Геолого-геофизическая характеристика

Район месторождений в центральной части Западно-Сибирской равнины представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно заселенную равнину, приуроченную к широтному колену реки Оби. Последняя судоходна со второй половины мая до конца октября.

Характерной особенностью района является большое количество озер и локальное развитие многолетнемерзлых пород на глубине 170-230 м толщиной до 60-80 м. Почвенный слой оттаивает полностью только в июне. Климат района континентальный с избыточным увлажнением.

Запасы Покачевского месторождения впервые были утверждены в 1974 г. по результатам бурения 32 разведочных скважин партией подсчета запасов Главтюменьгеологии. После утверждения запасов на месторождении совместно с промышленной эксплуатацией продолжались геологоразведочные работы с целью оконтуривания ранее выявленных залежей и уточнения подсчетных параметров. Это дало возможность существенно уточнить строение месторождения, открыть новые залежи, детализировать и уточнить строение и границы ранее открытых залежей. Был проведен большой объем испытаний пластов на продуктивность, в 84 скважинах отобран и исследован керн из продуктивной части разреза.

В геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы доюрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования.

Верхняя часть фундамента, соответствующая коре выветривания на глубинах 3140 - 3149 м, представлена проницаемыми породами серого и светло-серого цвета с зеленоватым оттенком, скрытозернистой, реже мелкозернистой структуры, с вертикально направленной трещиноватостью, с мелкими включениями полевых шпатов.

Месторождения Нижневартовского нефтегазоносного района в тектоническом плане связаны с Нижневартовским сводом, представляющим собой структуру первого порядка с размерами 300*200км и амплитудой более 300м. Свод осложнен рядом структур второго порядка (валы, поднятия), с которыми связаны залежи в нижнемеловых и юрских отложениях.

Покачевское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на северном склоне структуры I порядка - Нижневартовского свода и приурочено к структуре II порядка - Покачевскому куполовидному поднятию, в пределах которого выделены две локальные структуры: Покачевская и Нонг-Еганская.

Покачевская структура представляет собой пологую брахиантиклинальную складку довольно сложной конфигурации, длинная ось которой в контуре изогипсы - 2675 м и имеет почти широтное простирание. Длина ее составляет около 30 км.

Основные залежи месторождения приурочены к двум поднятиям: центральному и восточному. Центральное поднятие ориентировано с юго-запада на северо-восток и простирается на 14,5 км. Южная часть поднятия уходит за пределы Покачевского месторождения и относится к Южно-Покачевскому месторождению.

Баженовская свита сложена породами аргиллита, темно-серыми, почти черными, плотными битуминозными. Породы свиты хорошо выдержаны по всему региону и являются отражающим горизонтом БВ2. Толщина свиты 18-28 м.

1.1 Нефтеносность

Пласт БВ приурочен к мегийонской свите нижнего мела, которая преимущественно представлена песчаной толщей. Пласты АВ2, АВ3, АВ5, БВ6 относятся к вартовской свите нижнемеловых отложений, которая представлена, в основном, переслаиванием песчаников серых, алевролитов и аргиллитов. Пласт АВ13 приурочен к алымской свите нижнего мела, представленной переслаиванием песчаников светло — серых, среднезернистых, алевролитов и аргиллитов.

Размер залежи пласта БВ3 в районе скважины 1028 незначителен и распространяется в пределах 1,625*1,0 км. Эффективная мощность - 11м, эффективная нефтенасыщенность - 4,0м. ВНК на отметке - 2140 м.

Размер залежи пласта БВЗ в районе скважины 512 тоже незначительных размеров и распространяется в пределах 2,75*1,50 км. Эффективная мощность 24 м, эффективная нефтенасыщенная - 6,4 м.

2 Методика работ ГТИ являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, так как данные регистрируются в реальном времени, что позволяет оперативно реагировать на различные ситуации. И предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей и проводки, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

Геологические задачи ГТИ

- Оптимизация получения геолого-геофизической информации (выбор и корректировка): интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов; интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС).

- Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
- Оперативное выделение пластов-коллекторов.
- Определение характера насыщения пластов-коллекторов.
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.

- Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.

- Выявление реперных горизонтов.

Компьютеризированная станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную и аналитическую систему, предназначенную для непрерывного получения геологотехнологической информации на всем этапе строительства скважины.

В процессе проведения ГТИ выполняется следующие виды работ, измерений и Исследований:

- эпизодический отбор, подготовка и анализ образцов горных пород (шлама и керна);
- эпизодический отбор и анализ проб бурового раствора;
- непрерывное измерение параметров бурового раствора устанавливаемыми в циркуляционной системе соответствующими датчиками;
- извлечение из части циркулирующего бурового раствора углеводородных и неуглеводородных газов путем непрерывной принудительной дегазации;
- подача извлеченной газовой смеси (ГВС) на непрерывный и эпизодический газовый анализ;
- непрерывный анализ ГВС на содержание метана и тяжелых углеводородов (С3-С6), а по отдельному заказу - на содержание сероводорода, водорода, кислорода, углекислого газа, паров воды;
- циклический (с периодом не более 3-х минут) покомпонентный газовый анализ на метан, этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изоэтан с помощью хроматографа;
- циклический (с периодом 20-40 секунд) покомпонентный газовый анализ на С1-С6 и неуглеводородные газы (азот, кислород, углекислый газ, гелий, аргон) с помощью массспектрометра по отдельному заказу;
- автоматическое измерение технологических параметров процесса бурения устанавливаемыми на буровом оборудовании соответствующими датчиками;
- автоматическая регистрация результатов измерений и обработка информации на компьютерах,
- визуализация получаемой информации на мониторах компьютеров в станции ГТИ, в помещении бурового мастера, на пульте бурильщика;
- интерпретация полученной технологической и геолого-

геохимической информации;

- представление информации на согласованных типах носителей, включая бумажный.

Для выполнения перечисленных измерений и исследований станция ГТИ комплектуется соответствующим оборудованием и аппаратурой.

При этом аппаратура и оборудование должны обеспечивать проведение отбора шлама, подготовку к исследованиям, изучение образцов шлама и керна визуально-инструментальными методами с целью определения литологических характеристик и обнаружения признаков углеводородов.

Например, люминисцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе. Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности возбуждающего света. Учитывая последнее, необходимо по всему исследуемому разрезу применять однотипную аппаратуру со стандартными источниками ультрафиолетовых лучей (= 366 нм) и светофильтрами (УФС-3, УФС-6).

Состав оборудования:

1. Устройство для отбора шлама (лоток), помещаемое в открытую часть желоба.
2. Термовакuumный дегазатор для полного извлечения из шлама, керна и бурового раствора свободного и растворенного газа.
3. Бинокулярный микроскоп.
4. Аналитические весы.
5. Карбонатомер.
6. Сита для фракционного анализа шлама (как минимум два набора).
7. Сушилка с терморегулятором.

8. Ультрафиолетовый осветитель для качественного изучения образцов шлама в широком диапазоне УФ-излучения.

9. Аппаратура для капельно-хроматографического люминесцентно-битуминологического анализа.

10. Аппаратура количественного флюоресцентного анализа (дополнительно).

Для получения достоверных результатов при проведении исследований ведется журнал, в который заносятся работы, выполняемые оператором, выданные рекомендации, отклонения от ГТН, ухудшающие качество отбираемых проб, добавки нефти в промывочную жидкость и т.д.

Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины в потоке выходящего бурового раствора с применением шламоотборников непрерывного или эпизодического действия. Допускается отбор шлама с вибросита, если площадь ячейки сита не более 4 мм². При исследовании по всему разрезу интервал отбора проб шлама не должен превышать 10 м, на перспективных участках разреза – не более 1-2 м.

Время отбора выбирается таким, чтобы обеспечить получение шлама с интервала проходки 0,5-1 м.

Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора холодной водой непосредственно на буровой или в станции. При бурении на известково-битумных растворах шлам промывают сначала дизельным топливом, затем теплой водой (40-60°С) водой. После промывки производится первый визуальный просмотр шлама под лупой. Ископаемые органические остатки (микрофауна и флора, мелкие обломки моллюсков и т. п.) извлекают из шлама и направляют на специальные определения с целью уточнения стратиграфического разреза.

3 Результаты.

Пласт БВ3 по данным ГТИ вскрыт в интервале 2345.6 - 2371.4 м.

В интервале бурения **2345.6-2354.6 м** вскрытые отложения представлены песчаником кварцевым серым с буроватым оттенком,

среднезернистым, тонкопористым, слабой до средней крепости, на глинистом (с тонким прослоем на глинисто-карбонатном) цементе порово-базального типа, слабо окатанным.

При вскрытии кровли пласта отмечается возрастание скорости проходки в 2-3 раза относительно бурения по вышележащим аргиллитам: ДМК ср - от 14-21 мин/м до 3-9 мин/м. При этом происходит резкое увеличение газопоказаний с одновременным утяжелением качественного состава газа за счет увеличения долей пропана (C₃), бутана (C₄) и пентана (C₅), повышение интенсивности свечения вытяжки ЛБА.

• По данным исследования проб шлама, резкому увеличению газопоказаний, утяжелению качественного состава газа, данным ЛБА песчаник, вскрытый в интервале бурения **2345.6-2354.6 м** отложений пласта БВЗ **нефтенасыщенный**.

В интервале **2354.6-2371.4 м** вскрыты отложения, представленные песчаником кварцевым серым, мелко-среднезернистым, тонкопористым, слабой крепости, на глинистом цементе порово-базально-контактового типа, участками — сильно глинистым, с маломощными (0.5-1.5 м) прослоями песчаника кварцевого серого, светло-серого, мелкозернистого, на глинистокарбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого и подчиненными прослоями (не более 3х метров) аргиллита темно-серого, средней крепости, плотного, с рассеянными редкими включениями углистого растительного детрита.

Вскрытие отложений песчаника в вышеуказанном интервале проходило с хорошей скоростью проходки: ДМК ср - 4-9 мин/м. Газопоказания постепенно снижаются, одновременно происходит облегчение качественного состава газа за счет увеличения доли метана (C₁) и снижение интенсивности свечения вытяжки ЛБА.

- По данным исследования проб шлама, качественному составу газа, данным ЛБА прослои песчаника в интервале бурения 2354.6-2371.4 м отложений пласта **БВЗ водонасыщенные**.

Заключение. На основании анализа текста работы , можно сделать выводы о том, что присутствует обзор методик выделения продуктивных пластов и методических приемов определения их характера насыщения по данным геолого-технологических исследований. Приведены примеры конкретной скважины конкретного месторождения. В итоге необходимо отметить, что обоснована необходимость проведения ГТИ и эффективность проведения ГТИ показана по результатам в скважине № 9617У куст 428 Покачёвского месторождения.

По повышенному суммарному газосодержанию, качественному составу газовой смеси, полученной при непрерывной дегазации бурового раствора, анализу шлама и данных, полученных в результате проведения ЛБА сделаны выводы:

- По данным исследования проб шлама, резкому увеличению газопоказаний, утяжелению качественного состава газа, данным ЛБА песчаник, вскрытый в интервале бурения 2345.6-2354.6 м отложений пласта **БВЗ нефтенасыщенный**.

- По данным исследования проб шлама, качественному составу газа, данным ЛБА прослои песчаника в интервале бурения 2354.6-2371.4 м отложений пласта **БВЗ водонасыщенные**.