

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

Кафедра геофизики

**«Выделение коллекторов и оценка характера насыщения продуктивных
пластов верейского горизонта в процессе бурения (на примере
месторождений Удмуртской республики)»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического факультета
Скопенко Алексея Васильевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. Актуальность темы исследования обусловлена ведущей ролью геолого-технологических исследований (ГТИ) в решении задач выявления продуктивных коллекторов и оценки характера их насыщения.

ГТИ ведутся напрямую в ходе бурения скважины, в отсутствие простоя в работе буровой бригады и бурового оснащения; решают комплекс геологических и технологических вопросов, нацеленных на эксплуатационное акцентирование в разрезе пробуривающийся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, исследование их фильтрационно-ёмкостных качеств и характера насыщения, оптимизация отбора керна, экспрессная опробование и исследование способами ГИС выделенных объектов, предоставление безаварийной проводки скважин и оптимизация режима бурения.

В данной работе рассмотрена совокупность методов технологических исследований, нацеленных на выявление продуктивных горизонтов и оценки характера насыщения по методам газового и механического каротажей.

Целью работы является выделение продуктивных пластов-коллекторов верейского возраста и определение характера их насыщения на примере скважины №100 Милютинского месторождения.

Для достижения цели работы в условиях Милютинского месторождения решены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическое строение района работ;
- изучить и описать методику проведения газового каротажа (ГзК) и детального механического каротажа (ДМК);
- по данным ГзК и ДМК выделить перспективные интервалы и дать оценку их нефтегазонасыщения на примере скважине №100 месторождения Милютинское Республики Удмуртии.
- провести интерпретацию данных по методам отдельного анализа газа (РАГ), Пикслера и «GEOLOG»

Настоящая работа состоит из трех разделов, это геолого-геофизическая характеристика района работ, методика исследования и результаты исследования.

Основное содержание работы. В первом разделе, геолого-геофизическая характеристика района работ, приводятся сведения о территории. В административном отношении район работ расположен в центральной части Удмуртской Республики на территории Якшур-Бодьинского, Игринского и Шарканского районов, в 50-70 км от г. Ижевска. По характеру рельефа район работ представляет собой слабо приподнятую равнину с небольшими увалами и отдельными холмами. Средние отметки возвышенностей +200-250 м. Гидрографическая сеть района представлена большим количеством рек и речек. Основными реками являются Лоза с правыми притоками Итой и Нязью и Вотка с притоками Сясякшур, Сюэри. Милютинское месторождение нефти и газа открыто в 1962 году с помощью сейсмических методов исследований. В геологическом строении территория района работ представлена породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Фундамент не вскрыт. В тектоническом отношении по отложениям фундамента площадь месторождения расположена в северо-западной части Калтасинского авлакогена. Породы кристаллические фундамента в пределах месторождения не вскрыты. В нефтегазоносном отношении район работ расположен в пределах Милютинского поднятия. Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласты В-II, В-IIIа, В-IIIб), башкирского яруса среднего карбона (пласты А4-0+1-А4-8), терригенные пласты тульского (С-I, С-III, С-IV), бобриковского (С-V-С-VI и С-VI) горизонтов визейского яруса и карбонатные пласты (Сt-IV, Сt-V) турнейского яруса нижнего карбона. В настоящей работе основное внимание уделено верейскому горизонту и башкирскому ярусу.

Во втором разделе, методика исследования, рассмотрены общие сведения о ГТИ, но основное внимание уделено механическому и газовому каротажу и методике выявления продуктивных коллекторов, а также оценки характера их насыщения.

По типу задач ГТИ подразделяются на оперативные, решаемые в реальном времени, и статистические, решаемые как правило, после окончания операции бурения скважины. Оперативные задачи имеют в своей основе алгоритмы на базе аналитических выражений (формул), а статистические, как правило, носят вероятный характер. По способу привязки получаемой информации методы ГТИ подразделяются на методы с мгновенной привязкой информации к разрезу и методы с задержкой информации на величину отставания промывочной жидкости и шлама. По целевому назначению основные задачи ГТИ удобнее всего разбить на несколько классов: геологические, технологические, информационные, диагностические, планово-экономические, научно-исследовательские.

Механический каротаж основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала. При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0м) или механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать следующее условие: величина выбранного интервала должна кратно (не менее чем в 5-6 раз) превышать максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи). Мощность литологических разностей, которые можно выделять в разрезе на основе механического каротажа, должна кратно (не менее чем вдвое) превышать выбранный интервал проходки.

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является

обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы. Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают нагрузка на долото, частота вращения долота, расход бурового раствора, величина дифференциального давления в системе «скважина-пласт».

Интерпретация данных механического каротажа производится в следующей последовательности:

1. На кривых изменения выделяются аномалийные участки. К таким относятся участки интервала, в которых значения изменяются в 1,5 раза и более или приращение $> 0,1$.

2. Если при увеличении механической скорости наблюдается поглощение бурового раствора или проявление пластового флюида, что свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, бурение прекращается и производится промывка до выхода забойных порций бурового раствора и шлама. При подтверждении признаков наличия коллектора по данным анализа бурового раствора буровой бригаде выдается рекомендация на отбор керна или проведение ИПТ.

3. После окончания долбления производится анализ изменения механической скорости с учетом износа долота для пробуренного интервала и с учетом литологии пройденных пород и их коллекторских свойств.

4. Уточняются литологические границы смены пластов и пропластков и интервалы пород с высокими коллекторскими свойствами.

5. После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического каротажа к разрезу.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым.

Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения - выделения зон АВПд, предупреждения выбросов нефти и газа.

Газовый каротаж основан на изучении количественного и качественного состава углеводородного газа, попавшего в промывочную жидкость в процессе разбуривания горных пород при проводке скважин. Информативными газами для выделения продуктивных пластов являются предельные УВ от метана до гексана. Газы, извлекаемые из промывочной жидкости, могут быть природными газами (газовые залежи), газами, растворенными в нефти (попутными газами нефтяных месторождений) или в виде газоконденсата. Основным компонентом природного газа является метан - самый легкий из углеводородных газов, в небольших количествах присутствуют более тяжелые компоненты: этан, пропан, бутан, пентан, гексан. Для попутных газов нефтяных месторождений характерно наличие более высоких концентраций тяжелых компонентов. В состав попутных газов могут входить также изосоединения типа изобутан, изопропан и непредельные УВ - этилен, пропилен и т. д., а также неуглеводородные газы - водород, азот, двуокись углерода.

Основным методом компонентного газового анализа - анализа, при котором определяется содержание отдельных компонентов в газовой смеси, - является газовая хроматография. Метод газовой хроматографии основан на различной скорости поглощения каждого компонента газовой смеси слоем сорбирующего вещества. Вследствие различия скоростей сорбирования каждого компонента при промывании сорбента газом-носителем, инертным для детектора, из сорбента последовательно выделяются отдельные компоненты газовой смеси. Эти компоненты поступают на детектор, где определяется их содержание в газе-носителе. При регистрации показаний детектора в функции времени записывается непрерывная кривая с рядом пиков, характеризующих содержание отдельных компонентов в анализируемой газовой смеси. Эта кривая

зависимости концентрации отдельных компонентов в выходящем из сорбционной колонки газе-носителе от времени называется хроматограммой.

В систему газового каротажа по буровому раствору входит:

- дегазатор непрерывного действия с принудительной дегазацией, обеспечивающий непрерывную принудительную дегазацию бурового раствора с определенной степенью дегазации;
- система транспортировки и очистки газовой смеси, обеспечивающая транспортировку газовой смеси от дегазатора к газоаналитическим приборам и ее подготовку к анализу без изменения состава;
- суммарный газоанализатор, обеспечивающий непрерывный контроль содержания углеводородных газов;
- компонентный газоанализатор, обеспечивающий покомпонентный анализ углеводородов в газовых смесях (метан, этан, пропан; бутан, пентан);
- термовакуумный дегазатор для глубокой дегазации проб бурового раствора;
- аппаратура для автоматического определения объемного газосодержания.

Имеющаяся методика интерпретации газового каротажа позволяет решать ряд задач в том числе вести прогнозную оценку характера насыщения пласта. Известно, что природные газы, находящиеся в недрах Земли, состоят главным образом из углеводородных газов, азота и углекислого газа. Наибольший интерес, естественно, представляют углеводородные газы; они встречаются в значительных количествах в нефтяных и газовых месторождениях. Прогнозная оценка характера насыщения пласта заключается в разделении пластов-коллекторов по содержащемуся в них пластовому флюиду (ПФ) на газоносные, нефтегазоносные, нефтеносные и водоносные. Для решения этой задачи использовались данные компонентного газового анализа предельные УВ (от метана до пентана).

Методика палеток отдельного анализа газа (РАГ). РАГ является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа, полученного

при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости. Интерпретация газокаротажных диаграмм заключается в следующем: в интервале перспективного участка с диаграммы газового каротажа (Суммы углеводородов С1-С5) снимают значения абсолютного газосодержания каждого углеводородного компонента и рассчитывают относительный состав газа по формулам и в виде точек наносят на специальный бланк РАГ. Точки фактической кривой соединяют линией, форма которой и отображает соотношение отдельных углеводородных газов.

Бланк накладывают затем на палетку РАГ и сопоставляют фактические кривые с эталонными. В зависимости от того, с какой эталонной кривой совпадут фактические кривые, судят о типе залежи, насыщающей коллектор.

Методика палетки Пикслера. При построении графика «палетки Пикслера» используются данные газового каротажа: С1, С2, С3, С4, С5, и сумма газов (Сп). Данные строятся для каждой точки записи. На каждой из 4 вертикальных линеек в логарифмическом масштабе соответственно ставится отметка со значением определённого коэффициента, затем эти отметки соединяются ломаной линией. В палетке Пикслера разделения на не продуктивные и насыщенные углеводородом интервалы, строятся с помощью соотношений метана (С1) ко всем остальным компонентам газа (С2-С5). Графики кривых, построенные по палетки Пикслера помогают в определении газонефтяного контакта, входа в пласт и дают более точное представление о типе флюида.

Методика флюидных коэффициентов Geolog, основана на одновременном использовании следующих параметров, которые строятся в функции глубины: Wh, Bh, Ch.

Параметр W_h измеряет соотношение тяжелых компонентов и указывает на их концентрацию в перспективном пласте: если $W_h < 0.5$: сухой газ; если $0.5 < W_h < 17.5$: газ, газоконденсат; если $17.5 < W_h < 40$: нефть; если $W_h > 40$: остаточная, окисленная, не продуктивная нефть.

Параметр B_h показывает соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышает уровень достоверности интерпретации: если $W_h < 0.5$ и $B_h > 100$: сухой газ; если $0.5 < W_h < 17.5$ и $W_h < B_h < 100$: газ, газоконденсат; если $0.5 < W_h < 17.5$ и $W_h > B_h$: газоконденсат с наличием нефти; если $17.5 < W_h < 40$ и $W_h > B_h$: нефть; если $17.5 < W_h < 40$ и $W_h >> B_h$: остаточная, окисленная, не продуктивная нефть (либо с очень низким продуктивным потенциалом); если $W_h > 40$: вода.

Параметр Ch является вспомогательным, и исключает ошибки при высоком содержании метана в газе. Если $Ch < 0,5$, то выделение газонасыщенных интервалов по параметрам W_h и B_h является корректным. Если же $Ch > 0,5$, то пласты определенные по W_h и B_h , как газовые зоны, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

Люминесцентно-битуминологический анализ 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.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают:

- визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов;
- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами. Кроме типов битумоидов

по капиллярным вытяжкам определяется наличие углеродистых веществ - по появлению на фильтровальной бумаге черных нелюминесцирующих крупинок, твердых парафинов – по наличию воскообразного налета. Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система.

В третьем разделе, результаты исследования, приводятся результаты проведенного исследования.

С целью опробования вышеописанных методик интерпретации данных газового каротажа в качестве объекта исследования в скважине №100 Милютинского месторождения были выявлены перспективные пласты, приуроченные к вскрытию карбонатных пород верейского возраста. Выявленные перспективные пласты:

Интервал 1423 - 1430м приурочен к вскрытию карбонатных пород верейского возраста и представлен следующей литологией: известняк от светло-серого до бежевого, мелкокристаллический, средней крепости. В интервале отмечено значительное увеличение механической скорости проходки в сравнении с фоновыми значениями по данным ДМК 3,89 – 10,56 мин/м. По данным ГзК выявлено значительное увеличение уровня газопоказаний буровой промывочной жидкости 0,123 – 0,951 % абс., при среднем фоновом уровне газопоказаний 0,09% абс.

Интервал 1445 – 1448м приурочен к вскрытию карбонатных пород верейского возраста и представлен следующей литологией: известняк от светло-серого до бежевого, мелкокристаллический, средней крепости. В интервале отмечено значительное увеличение механической скорости проходки в сравнении с фоновыми значениями по данным ДМК 5,4 – 11,58 мин/м. По данным ГзК выявлено значительное увеличение уровня газопоказаний буровой промывочной жидкости 0,1113 - 0,7926 % абс., при среднем фоновом уровне газопоказаний 0,09% абс.

Интервал 1450 - 1454м приурочен к вскрытию карбонатных пород верейского возраста и представлен следующей литологией: известняк от светло-

серого до бежевого, мелкокристаллический, средней крепости. В интервале отмечено значительное увеличение механической скорости проходки в сравнении с фоновыми значениями по данным ДМК 5,74 – 11,75 мин/м. По данным ГЗК выявлено значительное увеличение уровня газопоказаний буровой промывочной жидкости 0,1562 - 1,3327 % абс., при среднем фоновом уровне газопоказаний 0,09% абс.

После определения перспективных интервалов, было проведено определение характера насыщения пород несколькими методами. В результате расчета относительного состава газа и нанесения его на палетку РАГ, было выявлено, что интервалы 1423 - 1430м; 1445 - 1448м; 1450 - 1454м – нефтенасыщены.

По данным методики Пикслера, были рассчитаны флюидные коэффициенты и нанесены на палетку. Исходя из полученных результатов выявлено, что интервалы нефтенасыщены.

Данные методики флюидных коэффициентов «GEOLOG» показали отличимый от методов РАГ и ПИКСЛЕРА характер насыщения интервалов - остаточная нефть.

Исходя из того, что методики РАГ и Пикслера показывают нефтеносный характер насыщения, а также их данные подтверждает люминесцентно-битуминологический анализ, при котором люминесценция хлороформных вытяжек шлама в перечисленных интервалах составила 4 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды, можно предположить, что метод «GEOLOG» неприменим к данным геологическим условиям Милютинского месторождения, в частности к скважине №100.

Заключение. Итак, на примере скважины №100 Милютинского месторождения Удмуртской республики геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения позволяют оперативно выявить продуктивные пласты-коллекторы.

По данным механического и газового каротажа были выявлены перспективные интервалы 1423 – 1430м, 1445 – 1448м и 1450 – 1454 м.

Поскольку относительное содержание и состав УВ газов прямым образом связаны с нефтегазоносностью отложений, то особенность ГТИ в целом, и в частности, метода газового каротажа, состоит в том, что его информационно-измерительная система должна быть настроена на конкретные геологические условия изучаемого месторождения, технологию бурения и др. С этой целью в дипломной работе было изучено геологическое и тектоническое строение района работ, были проанализированы геолого-технологические условия вскрытия пластов-коллекторов. Последнее позволило построить уточненную палетку Пикслера для условий Милютинского месторождения и определить характер насыщения исследуемого карбонатного пласта верейского горизонта.

Для достоверности определения характера насыщения, а, следовательно, и качества проведения в исследуемой скважине газового каротажа были сделаны расчеты по различным методикам: методике Пикслера, методике построения палетки РАГ, методике «Geolog» и люминесцентно-битуминологическим анализом. При сравнении данных интерпретации РАГ и Пикслера, а также ЛБА, получены результаты, показывающие нефтеносный характер насыщения выявленных интервалов, что является пригодными для выполнения поставленной задачи выделения коллекторов и оценки характера насыщения. Однако данные методики флюидных коэффициентов «GEOLOG» в условия скважины №100 Милютинского месторождения показали отличный от методов РАГ и Пикслера характер насыщения – остаточная нефть, исходя из чего можно предположить, что метод «GEOLOG» неприменим к данным геологическим условиям Милютинского месторождения и не решил поставленную перед ним задачу.