

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

«Оценка характера насыщения пласта АС4-8 по данным газового каротажа по скважине №9Гр Федоровского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-географический сервис»
геологического факультета
Зиатдинова Ильдуса Минзакировича

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 данной работы определяется тем, что на сегодняшний день Федоровское месторождение остается одним из крупнейших в РФ и является одним из сложных месторождений для разработки в Западной Сибири. Федоровское месторождение представляет собой многопластовый объект с очень сложным строением залежей. Большая часть запасов месторождения приурочена к водоплавающим залежам, где нефтяная оторочка находится под подошвенной водой. Граница между нефтеносной и водоносной частями пласта крайне нестабильна по вертикали и горизонтали.

Актуальность оценки характера насыщения пласта АС4-8 в процессе бурения приобретает особую значимость, так как данный пласт представляет собой единую выдержанную пачку чередующихся песчаников и алевролитов в нижнемеловом комплексе отложений. Ключевым аспектом, определяющим важность оценки характера насыщения пласта АС4-8 в процессе бурения является выраженная литологическая неоднородность, или так называемый «шахматный» разрез. Пласты группы АС, и в частности АС4-8, характеризуются высокой степенью прерывистости. Они состоят из многочисленных песчаных пропластков-коллекторов, которые переслаиваются с плотными непроницаемыми алевролитами и глинами, и без оперативной оценки в процессе бурения невозможно определить, какой именно пропласток вскрыт долотом — продуктивный песчаный или непродуктивный глинистый. Бурение может проходить через несколько таких линз за один рейс. Оценка насыщения позволяет в реальном времени фиксировать интервалы, дающие приток углеводородов, и отделять их от водоносных или сухих интервалов. Это критически важно для корректной интерпретации разреза и принятия решения о спуске обсадной колонны. Оценка характера насыщения пласта позволяет максимально эффективно вскрыть его нефтяную часть, избежав при этом попадания в газовую шапку (что может привести к прорыву газа при дальнейшей эксплуатации) или в подошвенную воду (что вызовет немедленное обводнение скважины) и

избежать бурения по воде в чисто водонасыщенных частях структуры вне контура нефтеносности.

Цель исследования заключается в определении оценки характера насыщения пласта АС4-8 в процессе бурения скв. №9Гр на Фёдоровском месторождении.

Данная цель исследования предполагает решения следующих **задач**:

- дать геолого-геофизическую характеристику Фёдоровскому месторождению;

- проследить историю развития метода газового каротажа в практике промыслово-геофизических исследований нефтегазовых скважин в процессе бурения.

- изучить теоретические основы и методику проведения газового каротажа в процесс бурения скважины;

- описать методики интерпретации данных газового каротажа с целью определения характера насыщения пласта;

- охарактеризовать комплекс ГИС, применяемый на Фёдоровском месторождении;

- провести интерпретацию данных газового каротажа по скв. №9Гр для пласта АС4-8 Фёдоровского месторождения.

- определить характер насыщения пласта АС4-8 Фёдоровского месторождения по данным газового каротажа.

Бакалаврская работа состоит из: содержания, введения, трех разделов (1 Геолого-геофизическая характеристика Фёдоровского месторождения, 2 Этапы развития метода газового каротажа в практике промыслово-геофизических исследований нефтегазовых скважин в процессе бурения, 3 Результаты исследования), заключения, списка используемых источников и списка приложений.

Основное содержание работы.

Первый раздел - Геолого-геофизическая характеристика Фёдоровского месторождения. В административном отношении

Федоровское газонефтяное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 35 км к северо-востоку от г. Сургута. Месторождение расположено в пределах Федоровского лицензионного участка, лицензия (ХМН №00408 НЭ от 18.12.96 г.) на право пользования недрами которого выдана ОАО «Сургутнефтегаз».

По Федоровскому месторождению геологические/извлекаемые запасы, утвержденные ГКЗ, составляют:

- по нефти: $V+C_1$ – **1848757 / 681340** тыс.т и C_2 – **310527 / 43646** тыс.т;
- по газу газовой шапки: C_1 – **217977** млн.м³ и C_2 – **7243** млн.м³;
- по конденсату: категория C_1 – **7955/6881** тыс.т и C_2 – **264/228** тыс.т.

При рассмотрении отчета и экспертных заключений ГКЗ были отмечены следующие недостатки по проведенным геологоразведочным и исследовательским работам: малый объем промысловых исследований газовых скважин, не изучен компонентный состав сырого конденсата и пластового газа.

В районе Федоровского месторождения разрез подразделяется на два структурно-формационных этажа:

- доюрское складчатое образование
- мезозойско-кайнозойский чехол.

Для данного месторождения характерны залежи с газовыми шапками в пластах группы АС. Промышленные запасы приурочены к залежам пластов и горизонтов:

- ЮС2; ЮС1;
- ачимовской толщи;
- БС10; БС10/1; БС1-2; АС9; АС7-8; АС6/1, АС4-8 [5].

Залежь *пласта АС4-8*, по размерам самая крупная и практически занимает всю площадь Федоровского месторождения (граф.прил.34). Единым контуром нефтеносности объединены площади многочисленных структурных ловушек (Федоровское, Моховое, Восточно-Моховое, Северо-Сургутское, Тойлорское, Варенское и др. поднятия) [18].

Залежь охарактеризована бурением и испытанием большого числа поисково-разведочных и добывающих скважин. Кровля продуктивного коллектора вскрыта на отметках от -1762,3 (скв.1441) до -1818,2 м (скв.61р). Эффективные толщины меняются от 3,0 (скв.1074) до 54,7 м (скв.6261).

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,3 (скв.3660) до 15,4 м (скв.2298) (граф.прил.38), газонасыщенная толщина в пределах залежи колеблется от 0,4 (скв.8038) до 38,4 м (скв.939)

На Федоровском месторождении некоторыми скважинами вскрыты зоны, где в разрезе пласта АС4-8 присутствует двухфазное насыщение: сверху – газ, внизу – вода. Это объясняется наличием в этих скважинах большой глинистой перемычки между газо- и водоносными пропластками.

Кроме основной газовой шапки, развитой на всех площадях, на собственно Федоровском поднятии выделяется по данным ГИС небольшая газовая шапка в районе скважины 2000, размером 4,5х5 км, высотой около 17 м.

В отчете 1991 г. средний уровень ГНК по пласту АС4-8 обосновывался на Федоровской площади на отметке -1809,8 м, на Моховой и Восточно-Моховой на отметке -1808,7 м по повторным замерам, проведенным в большом количестве скважин [18].

Залежь находится в промышленной эксплуатации. Первоначальные дебиты нефти изменяются от 0,04 (скв.705) до 231 т/сут. (скв.1507). Тип залежи пластово-сводовый. Размер 52х46,7 м, высота – около 60 м.

Второй раздел, Методика исследования, включает в себя этапы развития метода газового каротажа в практике промыслово-геофизических исследований нефтегазовых скважин в процессе бурения

Динамика развития газового каротажа по Э.Ю. Лукьянову представлена в таблице 2.1, в которой показаны этапы развития техники и методики газового каротажа, физические основы газового каротажа и технологию проведения газового каротажа.

Газовый каротаж представляет собой комплексный метод, при котором анализируется качественный и количественный состав газа, поступающего в буровой раствор из пласта.

Таблица 2.1 – Развитие техники и методики газового каротажа

Этап	Техника	Методика	Основание для перехода к следующему этапу
I	Полуавтоматические станции ПГКС-1, ПГКС-2, ГКС-3	Выделение в разрезе перспективных газонефтепроявляющих интервалов без точной привязки к глубинам	Внедрение в практику работ газовой хроматиграфии (копонентный анализ, интерпритация по палеткам ВНИИ геофизика)
II	Полуавтоматическая станция ГКС-3. Автоматическая станция АГКС-55/59	Качественная методика газового каротажа, выделение перспективных пластов с определением характера насыщения по палеткам раздельного анализа газа (ВНИИ геофизика)	Применение методики количественной интерпритации данных каротажа по термовакuumной дагазации (Саратовнефтегеофизика)
III	Автоматическая станция АГКС-55/59	Количественная методика по результатам термовакuumной дагазации проб промывочной жидкости по палеткам гезонефтенасыщения и раздельного анализа газа (Саратовнефтегеофизика)	Применение методики непрерывного газового каротажа и количественной интерпритации его результатов ВНИИ геофизика)
IV	Автоматическая станция АГКС - 65	Количественная методика непрерывного газового каротажа с автоматической привязкой к глубине	Разработка аппаратуры для автоматического определения $\Gamma_{пр}$, высокочувствительной хроматографии, регистрации результатов в цифровой форме
V	Автоматическая станция АГКС-4АЦ	Количественная методика, автоматическое определение $\Gamma_{пр}$, высокочувствительный компонентный анализ, комплексный каротаж	Применение методики прогнозирования залежи, включение в комплекс дополнительной геолого-технологической информации и новых методов выявления коллекторов
VI	Автоматизированные геофизико-геохимико-технологические информационно-	Прогнозирование продуктивного объекта, определение характера его насыщения, емкостных и фильтрационных характеристик, про-	Трансформация АГИС в подсистеме АСУ-геология и АСУТП-бурение

	измерительные системы (АГИС)	гнозирование зон АВПД, решение технологических задач	
--	------------------------------	--	--

Суть технологии заключается в непрерывном мониторинге параметров промывочной жидкости и режима бурения с последующей интерпретацией этих данных для точного определения состава и содержания газа непосредственно в исследуемом геологическом разрезе [21].

Газовый каротаж реализуется в трёх форматах:

1. В процессе бурения: фиксация газа, высвобождаемого из пласта долотом на забое.

2. После бурения (диффузионный каротаж): анализ аномалий, возникающих во время простоев скважины из-за диффузии газа из пласта в жидкость.

3. Комплексный: непрерывный мониторинг, который объединяет оба метода и не требует специальных остановок для получения данных [10].

При проведении геолого-технологических исследований основными требованиями, предъявляемыми к газовому каротажу, являются: информативность регистрируемых параметров, оперативность интерпретации и достоверность получаемых данных.

Под информационно – измерительной системой понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор –газовоздушная линия – хроматограф «Геопласт – 04М», как показано на рисунке 6. Для частичной дегазации раствора используется поплавковый дегазатор, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом.

Также во втором разделе представлены следующие методики интерпретации данных газового каротажа: методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) и методика флюидных коэффициентов и методика «X-log» и др. Рассмотрим две последние методики как наиболее современные [12].

ОПУС основан на анализе соотношений между основными компонентами углеводородных газов (метан C1C1, этан C2C2, пропан C3C3 и др.), выделяющихся из бурового раствора в процессе бурения.

Метод X-Log (технология Geoservices) завоевал широкую популярность благодаря комплексному подходу к анализу разреза. В его основе лежит одновременное использование трёх ключевых каротажных кривых, построенных в функции глубины: коэффициента влажности, баланса и характера. Сопоставление этих параметров с заранее определёнными граничными значениями позволяет с высокой точностью спрогнозировать характер насыщения перспективного пласта.

На Федоровском месторождении в процессе бурения применяется сокращенный комплекс методов геофизических исследований. Он сводится к методу индукционного каротажа (ИК) и методу гамма-каротажа (ГК). Дадим краткую характеристику этих методов.

Третий раздел – Результаты исследования.

Исследуемая скважина №9Гр Куст 1 Федоровского месторождения, является эксплуатационной скважиной. Так как скважина 9ГР Куст 1 Федоровского месторождения относится к горизонтальным скважинам, то приоритетную задачу ее исследования входило определение нефтегазонасыщенности пласта АС4-8 для позиционирования долота относительно границ пласта [3].

Основой для решений поставленных в работе задач послужили данные по газовому каротажу (ГзК) и ГИС. (приложение А).

Согласно, результатам оперативной интерпретации ГТИ (приложение Б) по скважины №9 Гр куст 1 Федоровского месторождения были выделены продуктивные интервалы исследуемого пласта АС4-8, в которых рекомендуется провести испытание с целью уточнения характера насыщения и получения притока (приложение Б). Выделено три интервала:

1. 2172,8-2185,2м. По газовому каротажу в данном интервале содержание метана (С1) – 0,2524-2,6454 %, этана (С2) – 0,0018-0,029%,

пропана (C3) – 0,0012-0,0782%, бутана (C4) – 0,0031-0,0516 %, пентана (C5) – 0,0005-0,0145 %.

2. 2268,2-2285м. По газовому каротажу в данном интервале содержание метана (C1) – 0,0041-1,9301 %, этана (C2) – 0,0042-0,0271%, пропана (C3) – 0,0070-0,0524%, бутана (C4) – 0,0044-0,0331 %, пентана (C5) – 0,0002-0,0073 %.

3. 2336,8-2464,2. По газовому каротажу в данном интервале содержание метана (C1) – 0,2218-18,269 %, этана (C2) – 0,0015-0,0579%, пропана (C3) – 0,0009-0,0424%, бутана (C4) – 0,0006-0,3219 %, пентана (C5) – 0,0005-0,1016 %.

Интерпретация данных по методике ОПУС проводилась по методике, описанной в разделе 2.3.1. Результаты расчетов приведены в приложении В.

Как следует из приложения В, в 1-ом интервал (2172-2182) значения ОПУС изменяются от 2,7 до 49,1, что в соответствии с граничными значениями, представленными в таблице 2.3, соответствует характеру насыщения «Вода, контактирующее с залежью».

2 -ой интервал (2268-2288) также имеет характер насыщения «Вода, контактирующее с залежью», поскольку значения ОПУС располагаются в интервале 25,4-50,1, в соответствии с таблицей 2.3.

В 3 – ем интервале, в его верхней части 2336-2463м по результатам сделанной интерпретации показания изменяются от 7,5 до 95,4, что соответствует значению характера насыщения «Вода, контактирующее с залежью» , а в нижней части 2396-2411м от 120,2 до 169,9, что согласно таблице 2.3 соответствует «Газоконденсатные и газонефтяные залежи».

Далее в исследуемых интервалах разреза было проведено исследование по методике флюидных коэффициентов «X-LOG», описанной в разделе 2.3.2. В основе метода лежит одновременное использование трех параметров, которые строятся в функции глубины: коэффициент влажности (Wh), коэффициент баланса (Bh) и коэффициент характера (Ch) .

Результаты расчетов приведены в приложении Г.

1 интервал (2172-2182) имеет значения параметров $Wh = 3.6 - 6$ и $Bh=0.97$, что говорит о характере насыщения «газ, газоконденсат», в то же время параметр $Ch = 1.5-5$ и указывает на «нефтенасыщенность».

2 интервал (2268-2288) также имеет значения параметров $Wh= 3.6 - 6$ и $Bh= 0.97$, что также , свидетельствует о характере насыщения «газ, газоконденсат», а параметр $Ch = 1.5$ указывает на нефтенасыщение, в соответствии с таблицей 2.4.

3 Интервал (2336-2463) по результатам сделанной интерпретации имеет значения параметров $Wh =5.5$ и $Bh= 1$, что говорит о характере насыщения «газ, газоконденсат», а параметр $Ch = 1.17$ указывает на нефтенасыщение

Результаты данного сопоставления характера насыщения пласта АС4-8 по методам ОПУС и «X-LOG» представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 –Результаты сравнения характера насыщения пласта АС4-8 по данным ГзК и ГИС

Глубина с которой сняты показания	ОПУС Предполагаемый характер насыщения	X-LOG Wh и Bh	ГИС по ИК Предполагаемый характер насыщения
		Ch	
1 интервал (2172-2182)	«Вода, контактирующая с залежью».	газ, газоконденсат	нефть с водой
		Нефть	
2 интервал (2268-2288)	«Вода, контактирующая с залежью».	газ, газоконденсат	нефть с водой
		Нефть	
3 Интервал (2336-2463)	«Газоконденсатные и газонефтяные залежи».	газ, газоконденсат	нефть
		нефть	

Комплекс ГИС, проводимый в скважине №9Гр в процессе бурения состоял из методов электрического каротажа – индукционный каротаж (ИК) и метода радиометрии - гамма каротажа (ГК) (приложение А).

Имеющиеся на сводном планшете данные метода гамма – каротажа подтверждают хорошие коллекторские свойства пласта АС4-8, так как значения интенсивности изменяются от 4.8-до 7.8 мкР/ч, при минимальных значениях 3.8 и максимальных 12.8, все это говорит о низкой глинистости.

Для определения характера насыщения использовались данные ИК. Согласно качественным признакам выделенные продуктивные интервалы имеют не высокие значения кажущегося сопротивления r_k изменяется от 4.2 ом.м в I интервале до 6.2 во втором интервале и достигает значений 8.2 ом.м в третьем. Такие не высокие значения сопротивления для продуктивных пластов могут косвенно свидетельствовать о присутствии воды в пласте. Действительно значения характера насыщения, которые были взяты с диаграмм сводного разреза (приложение А) и представлены в таблице 3.1 показывают характер насыщения «нефть с водой».

Как видно из таблицы 3.1, согласно полученным данным, в интервалах I и II характер насыщения по значениям ОПУС совпадает данными ГИС они показывают «нефть с водой», но оба они расходятся с данными X-log.

В то же время в III интервале мы видим хорошую сходимость результатов X-log с данными ГИС в обоих случаях наблюдается характер насыщения «нефть». В этом интервале значения коэффициента влажности (Wh)-27, коэффициент баланса (Wh)-19, коэффициент характера (Ch) -1,07 согласно таблице 3.2 по критериям соответствует «Нефть».

Проанализировав интерпретационные возможности различных методов газового каротажа можно сделать вывод, что оба метода обладают равными интерпретационными возможностями. Поэтому необходимо дополнить определение насыщения данными ЛБА, который даст значения независимые от газового каротажа. В настоящее время исследования ЛБА по скважине 9Гр не выполнялись.

Так же следует отметить, что проведенная в реальном времени оценка насыщения пласта АС4-8 позволила максимально точно вскрыть нефтяную

часть пласта, не допустив преждевременного обводнения скважины еще на этапе её строительства.

Заключение. Проведенное в настоящей работе исследование эксплуатационной скважины № 9Гр Куст 1 Федоровского месторождения показало, что без оперативной оценки характера насыщения в процессе бурения практически невозможно точно определить, находится ли долото в проницаемой песчаной линзе, содержащей нефть, или оно уже вошло в непроницаемый глинистый прослой. Ошибка может привести к тому, что скважина будет закончена в непродуктивной части пласта.

Исследованное в работе Федоровское месторождение, является одним из значимых объектов нефтегазодобычи в Западной Сибири, обладает сложной геолого-геофизической структурой, что предъявляет повышенные требования к качеству и полноте геолого-технических исследований (ГТИ).

Особую важность имеет метод газового каротажа, позволяющий оперативно оценивать насыщение пластов в процессе бурения.

В процессе работы по результатам газового каротажа было установлено изменение характера насыщения пласта АС 4-8 по латерали.

Показано, что наиболее оптимальным решением вопроса определения характера насыщения пласта АС4-8 является комплексное использование методики «ОПУС» и X-log .

Наличие комплекса геофизических исследований в процессе бурения, состоящего из ГТИ и ГИС, дает полное информационное обеспечение, позволяющее контролировать характер насыщения в пласте АС4-8.

Проведенная в реальном времени оценка насыщения пласта АС4-8 позволяет максимально точно вскрыть нефтяную часть пласта, не допустив преждевременного обводнения скважины еще на этапе её строительства. Бурение слишком низко приводит к немедленному притоку воды, а слишком высоко — к недобору нефти.