

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

Кафедра геофизики

**«Результаты исследования в процессе бурения горизонтального пласта
В13-1 скважины 2708 Игняленского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направления 05.04.01 Геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Певнева Алексея Алексеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2026

Введение. Объектом исследования является Игняленское нефтегазоконденсатное месторождение, которое входит в состав Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

Ереминско-Чонское скопление нефти и газа (ЕЧС) расположено в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию - находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Площадь его составляет 26,5 тыс. км².

Актуальность ВКР заключается в том, заключается в том, что, несмотря на то, что пласт В13-1 характеризуется значительной литологической неоднородностью как по вертикали, так и по латерали, а само месторождение можно классифицировать как старое с высокой степенью выработки, применение современных комплексных геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяет существенно повысить эффективность бурения. Использование комплекса, включающего газовый каротаж, механический каротаж, расходомерию и методику Э.Е. Лукьянова, позволяет в режиме реального времени минимизировать геологические риски, обеспечить точное геонавигационное сопровождение и предотвратить осложнения.

Научная новизна работы заключается в комплексной интерпретации данных ГТИ и ГИС именно для условий горизонтального бурения неоднородного терригенного пласта В13-1 Игняленского месторождения, а также в адаптации методики расчета лаг-тайма (времени отставания) для меняющихся гидродинамических условий в горизонтальном стволе.

Целью ВКР является геонавигационное сопровождение горизонтального пласта В13-1 скважины 2708 комплексом геолого-технологических исследований в процессе бурения.

В соответствии с поставленной целью в работе решались следующие **задачи:**

1. Дать геолого-геофизическую характеристику Игняленского месторождения.

2. Описать технико-методический комплекс включающий газовый каротаж, механический каротаж, расходомерия, исследования шлама.

3. Выделить пласт-коллектор В13-1 в разрезе скважины №2708 по данным ГТИ-ГИС.

4. Проводить постоянный мониторинг характера насыщения по латерали пласта-коллектора В13-1 по данным газового каротажа.

5. Выполнить сопровождение по информативным параметрам такие как, скорость проходки, состав и количество газа по методике Э.Е.Лукьянова, наблюдение за уровнем промывочной жидкости, оценить потери бурового раствора при вскрытии пласта В13-1.

Количество разделов 3:

1. Геолого-геофизическая характеристика Игняленского месторождения.

2. Методика проведения работ.

3. Результаты исследования.

Основное содержание работы. В разделе 1 дается краткая геологическая характеристика района работ. Тымпучиканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Ленском районе Республики Саха (Якутия), на границе с Иркутской областью. Площадь Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) составляет 1510 кв. км

ЕЧС расположено в центральной приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, где включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом (**раздел 1.1.**). Непско-Ботуобинская антеклиза представляет собой платформенную надпорядковую структуру с небольшими углами наклона пород осадочного чехла. Амплитуда ее по кровле фундамента составляет 1200 м, площадь в пределах Якутии составляет 84 тыс. км².

Перспективы нефтегазоносности продуктивных пластов ЕЧС связаны с пластами Б12-13 в пределах рассматриваемого скопления нефти и газа

характеризуется практически повсеместным развитием нефтенасыщенных коллекторов, поэтому оценка их ресурсов углеводородов осуществлена первым методом. Остальные продуктивные пласты скопления характеризуются очаговым распределением нефтегазонасыщенных коллекторов. (**раздел 1.2.**)

Начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР) вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса ЕЧС оцениваются в 12890,1 млн т условных углеводородов (УУВ), что соответствует 49,5% последней (2009 г.) официальной оценки ресурсов УУВ всей территории Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области.

Из них ресурсы нефти оцениваются в 11406,0 млн т (88,5%), газа – 1462,9 млрд м³ (11,3%) и конденсата – 20,7 млн т (0,2%). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 1806,5 млн т (55,0%); 1462,9 млрд м³ (44,5%) и 15,7 млн т (0,5%). **Раздел 2** работы посвящён теоретическим основам и методике проведения геолого-технологических исследований. Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) — это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин. (**раздел 2.1**) Основные задачи ГТИ:

- 1) Геологические: построение фактического литологического разреза, оперативное выделение опорных пластов-реперов и пластов-коллекторов, определение характера насыщения, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).
- 2) Технологические: оптимизация процесса углубления скважины, контроль гидродинамических параметров, раннее обнаружение проявлений и поглощений, определение пластового и порового давлений.

Оптимизация и контроль технологических процессов на всех этапах строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации скважин; обеспечение безопасного проведения работ; изучение геологического разреза; обеспечение высокого качества и технико-экономических показателей

строительства скважин; выполнение природоохранных требований. (**раздел 2.2**).

Выделение пластов коллекторов при использовании данных ГТИ. По данным ГТИ, ГИС, ИПТ включает следующие основные этапы:

- прогнозирование вскрытия кровли коллектора;
- определение момента вскрытия кровли коллектора;
- остановку бурения и промывку скважины до выхода забойных порций бурового раствора и шлама;
- анализ проб бурового раствора и шлама;
- вскрытие пласта с отбором и анализом керна;
- проведение и оперативная интерпретация ГИС и ИПТ;
- анализ пластового флюида;

- комплексное предварительное заключение о промышленной ценности коллектора. (**раздел 2.2.1**). Интерпретация данных ГТИ в терригенном разрезе (каким является пласт В13-1) наиболее информативными методами являются механический и газовый каротаж, а также результаты анализа керна и шлама. Вскрытие нефтенасыщенных или газонасыщенных коллекторов сопровождается возрастанием механической скорости бурения, увеличением газосодержания выходящего бурового раствора и уменьшением плотности пород. (**раздел 2.2.2**). Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) основан на свойстве битумоидов излучать «холодное» свечение при облучении ультрафиолетовыми лучами. Анализ производится в два этапа: визуальный осмотр каменного материала и капельно-люминесцентный анализ. Шлам измельчается, просеивается через сито 0,25 мм, формируется конус на фильтрованной бумаге, на который наносят 20 капель хлороформа. После испарения растворителя в УФ-лучах визуально оценивают интенсивность свечения и цвет люминесценции (лёгкий – ЛБ, маслянистый – МБ, смолистый – СБ). (**раздел 2.2.3**). Признаками подхода к нефтегазоносному коллектору являются: аномальное увеличение газосодержания бурового раствора, изменение значений флюидных

коэффициентов ($\text{CH}_4 / \text{C}_2 \text{H}_6$, $\text{CH}_4 / \text{C}_3 \text{H}_8$ и т.д.), уменьшение значения флюидного коэффициента $\text{CH}_4 / \Sigma \text{TU}$. При подходе к газовому пласту в смеси возрастает роль метана. **(раздел 2.2.4)**. Расходомерия позволяет выявлять проницаемые интервалы, выделять коллекторы и предупреждать осложнения. При вскрытии проницаемого пласта из-за разности забойного и пластового давлений происходит фильтрация бурового раствора в пласт или поступление в скважину пластового флюида. Измеряется дифференциальный расход по формуле:

$$\Delta Q = Q_{\text{вых}} - Q_{\text{вх}} \quad (1)$$

При $Q_{\text{вых}} < Q_{\text{вх}}$ наблюдается поглощение промывочной жидкости. Дополнительно непрерывно регистрируется объем промывочной жидкости в приемных емкостях. **(раздел 2.2.5)**. Для определения характера насыщения пласта есть основной критерий при определении типа залежи является состав газоздушных смесей. Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) предложена Э.Е. Лукьяновым. Для исключения влияния добавок нефти в промывочную жидкость значение ОПУС определяется по первым двум компонентам. Граничные значения для ОПУС:

- 0,0002 – 100: Газ
- 1 – 25: Воды, контактирующие с залежью
- 100 – 1100: Газоконденсатные и газонефтяные залежи
- 700 – 250000: Нефть
- 250000: Окисленная (остаточная) нефть.

(раздел 2.2.6). Механический каротаж в бурении основан на измерении времени бурения определённого интервала скважины или скорости углубки (механической скорости проходки). Продолжительность проходки зависит от крепости горных пород. Рыхлые породы отмечаются минимальными значениями времени проходки. Основным недостатком метода является трудность учета всех технологических параметров бурения, особенно в наклонно-направленных скважинах. **(раздел 2.2.7)**. Основным

методом геонавигации в данной скважине является гамма-метод (ГК). Он основан на регистрации гамма-излучения естественно радиоактивных элементов (уран, торий, калий-40) горных пород. В осадочных породах радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции. Это позволяет по кривым интенсивности гамма-излучения (Γ) надежно различать глины, глинистые и чистые разности песчаников. Радиус зоны исследования ГК составляет примерно 30 см. (раздел 3). составляет обработка полевых материалов. Для примера рассмотрим бурение горизонтального пласта В13-1 на скважине №2708 Игняленского месторождения. Оперативное выделение момента вскрытия продуктивного пласта-коллектора В13-1 заключалось в динамике изменений механической скорости проходки ($V_{\text{мех}}$), гидродинамических параметров и показаний газового каротажа. На отметке 2311 м (кровля пласта-коллектора) происходит увеличение показаний механической скорости проходки. Среднее изменение механической скорости проходки составило 28 м/ч, а во время вскрытия продуктивного пласта $V_{\text{мех}}$ изменилась с 27 м/ч до 53 м/ч, то есть скорость увеличилась в 1,95 раза. Такой прирост (26 м/ч) является прямым индикатором перехода от плотных глинистых пород к более пористым и проницаемым песчано-алевритовым отложениям.

При вскрытии кровли на глубине 2311 м было зафиксировано расхождение баланса расходов. При стабильной подаче насосов на входе $Q_{\text{вх}} = 2,3 \text{ м}^3$, расход на выходе $Q_{\text{вых}}$ снизился до $1,8 \text{ м}^3$. Расчет интенсивности поглощения: Разность расходов ($\Delta Q = Q_{\text{вх}} - Q_{\text{вых}}$) составила $0,5 \text{ м}^3$ по диаграмме ГТИ. Оценка характера насыщения проводилась с использованием метода обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) по методике Э.Е. Лукьянова, основанной на покомпонентном анализе углеводородных газов (C1–C5). При определении характера насыщения по методу ОПУС было выявлено, что значения для интервала вскрытия пласта варьировались от 0,000 до 48,772. В соответствии с

установленными граничными критериями (0.0002–100). это однозначно
Таблица 5 – Определение характера насыщения

Метраж	%	ОПУС
--------	---	------

Г
И
а
Г
Н
О
С
Т
И
р
у
е
т

Г
а
з
о
н
а
с
ы
щ
е
н
н

ый тип коллектора в соответствии с таблицей 1.

	C1	C2	C3	C4	C5	Форм.	Пред.харак. насыщ
2290	64,12	16,49	13,44	2,93	0,02	78,663	Газ
2295	74,46	12,53	8,94	2,2	0,02	39,273	Газ
2300	70,96	11,97	10,93	3,21	0,01	35,056	Газ
2305	92,18	5,35	1,55	0,48	0,02	1,482	Газ
2310	93,53	5,03	0,9	0,25	0,001	0,022	Газ
2315	96,28	3,54	0,15	0,2	0,001	0,003	Газ
2320	93,09	6,43	0,42	0,04	0,02	0,033	Газ
2325	93,77	5,95	0,25	0,02	0,001	0,000	Газ
2330	85,21	12,66	2,01	0,04	0,001	0,008	Газ
2335	82,36	14,98	2,54	0,04	0,01	0,102	Газ
2340	87,78	9,98	2,12	0,04	0,00	0,008	Газ
2345	95,31	4,62	0,04	0,5	0,005	0,010	Газ
2350	95,11	4,72	0,155	0,02	0,009	0,003	Газ
2355	92,34	7,23	0,4	0,03	0,006	0,007	Газ
2360	92,69	6,87	0,42	0,024	0,003	0,003	Газ
2365	86,94	11,49	1,52	0,15	0,01	0,228	Газ
2370	87,7	9,69	2,50	0,02	0,02	0,100	Газ
2375	52,15	32,1	14,83	0,3	0,11	48,772	Газ
2380	84,59	11,95	3,27	0,06	0,01	0,196	Газ
2385	82,52	13	4,21	0,11	0,02	0,925	Газ
2390	90,16	8,11	1,63	0,03	0,01	0,049	Газ
2395	91,43	7,87	0,67	0,005	0,002	0,001	Газ
2400	51,55	33,46	14,27	0,247	0,018	6,341	Газ
2405	84,66	13,33	1,94	0,014	0,007	0,019	Газ
2410	89,89	9,01	1,06	0,006	0,001	0,001	Газ

Продолжение таблицы 1.

2415	77,27	17,78	4,73	0,069	0,003	0,098	Газ
2420	88,30	10,48	1,17	0,010	0,000	0,000	Газ
2425	72,64	20,36	6,52	0,150	0,001	0,098	Газ
2430	57,01	30,63	11,27	0,420	0,004	1,893	Газ
2435	88,57	10,07	1,24	0,050	0,000	0,002	Газ
2440	60,39	24,43	13,52	0,654	0,005	4,420	Газ
2445	80,95	14,21	4,3	0,235	0,004	0,404	Газ
2450	84,37	11,62	3,58	0,193	0,002	0,138	Газ
2455	58,84	25,03	13,71	1,210	0,010	16,582	Газ
2460	87,72	9,36	2,35	0,321	0,002	0,151	Газ
2465	63,76	19,94	13,59	1,380	0,005	9,375	Газ
2470	83,71	13,81	2,166	0,164	0,001	0,025	Газ
2475	77,5	15,38	5,96	0,648	0,003	1,158	Газ

Д
оп
ол
ни
тел
ьн
о
бы
л
пр
ове
де
н

литолого-битуминологический анализ (ЛБА) отобранных проб шлама, который зафиксировал показания «3 БЖ МБ» (буро-желтое свечение, маслянистый битумоид). Однако диагностическая ценность данного метода в условиях скважины № 2708 признана ограниченной, так как бурение велось с применением раствора на углеводородной основе (РУО), что создает высокий риск фоновых загрязнений и искажения результатов. Бурение горизонтального ствола скважины (интервал 2341–4230 м) сопровождалось обязательным комплексом геофизических исследований в процессе бурения (ГИС), в первую очередь гамма-каротажем (ГК), который служил основным инструментом геонавигации. Среднее значение данных ГК в продуктивных участках составляет 105 мкР/ч. При приближении к кровле пласта-коллектора значение ГК повышается от 40 до 60 мкР/ч. При вскрытии кровли пласта В13-1 данные ГК показывают 120 мкР/ч, что свидетельствует о значительном повышении содержания глинистого материала в породе, количественное содержание которого соответствует кровле, представленной аргиллитами и глинистыми

аргиллитами. При углублении в продуктивный горизонт данные ГК стабилизировались на среднем уровне 100–105 мкР/ч. Снижение показаний свидетельствует об уменьшении глинистости породы и переходе к чистым песчано-алевритовым разностям, слагающим коллектор. Анализ траектории бурения и данных ГТИ/ГИС доказал, что ствол скважины не вышел за пределы продуктивного пласта и не вскрыл водо-нефтяной контакт (ВНК). Была выполнена важная задача: расчет времени отставания сигнала ГК от момента поступления бурового раствора на забой скважины. Основная формула лаг-тайма:

$$T = V_{\text{кольц}}/Q = \pi/4 \cdot (D^2 - d^2) \cdot H / Q \quad (1)$$

Где: D — диаметр скважины (0,2191 м), d — внешний диаметр бурильных труб (0,127 м), H — глубина забоя, Q — подача буровых насосов (38 л/с). Расчет удельного кольцевого объема на 1 метр:

$$V_{\text{уд}} = 3,14159/4 \cdot (0,04800 - 0,01613) \cdot 1000 = 0,7854 \cdot 0,03187 \cdot 1000 = 25,04 \text{ л/м} \quad (2)$$

Лаг-тайм до поверхности (устья скважины):

$$T_{\text{пов}} = 25,04 \cdot 2340 / 38 = 58594 / 38 = 1542 \text{ с} = 25 \text{ мин } 42 \text{ с} \quad (13)$$

Лаг-тайм до датчика ГК (на 24 м выше долота):

$$T_{\text{ГК}} = 25,04 \cdot (2340 - 24) / 38 = 25,04 \cdot 2316 / 38 = 57993 / 38 = 1526 \text{ с} = 25 \text{ мин } 26 \text{ с} \quad (14)$$

Разница между точками измерения постоянна и составляет 16 секунд (время прохождения 24 м кольцевого пространства). Исходя из сделанных расчетов, можно сделать вывод о том, что газовый каротаж приходит раньше, чем буровой раствор. При бурении эксплуатационной колонны (ЭК) в среднем есть 25 минут, чтобы принять решение, в какой точке пласта мы находимся. При бурении хвостовика, учитывая, что поменялся диаметр скважины (155,6 мм), подача насосов (12 л/с) и диаметр бурового инструмента (89 мм), время принятия решения меняется и составляет в среднем 41-43 минуты, что требует особой внимательности операторов ГТИ и буровых мастеров.

Заключение. При написании работы автором изучены: краткая геологическая характеристика района работ, теоретические основы, методика полевых работ, основные вопросы проведения геолого-технологических исследований, геонавигационное сопровождение горизонтального ствола с использованием данных газового каротажа и других информативных параметров ГТИ.

По результатам проведенного исследования решены все поставленные задачи и сформулированы следующие основные выводы:

Дана геолого-геофизическая характеристика Игняленского месторождения. Установлено, что целевой пласт В13-1 представлен вендскими терригенными отложениями непской свиты, сложенными чередованием серых кварцевых песчаников, алевролитов с аргиллитами и глинистыми аргиллитами.

Описана и применена методика оперативного выделения момента вскрытия пласта-коллектора по данным ГТИ. На основе непрерывного мониторинга технологических параметров бурение. Кровля пласта-коллектора В13-1 была оперативно выделена на глубине 2311 м по стволу скважины. Вскрытие продуктивного интервала характеризовалось устойчивым комплексом прямых и косвенных признаков:

1. Увеличение механической скорости бурения (с 27 м/ч до 53 м/ч, рост почти в 1,95 раза).
2. В 10:00 на диаграмме ГТИ наблюдается уменьшение уровня бурового раствора в емкости №1, а вместе с ней и понижение общего уровня бурового раствора, что также может говорить о вскрытии пористого, или же продуктивного пласта, в соответствии с приложением С. Появление частичного поглощения бурового раствора при стабильной подаче на входе ($Q_{вх} = 2,3 \text{ м}^3$) расход на выходе снизился до $1,8 \text{ м}^3$. Разность расходов ($\Delta Q = 0,5 \text{ м}^3$) связано с углублением скважины и набором угла, это говорит о правильном подборе удельного веса промывочной жидкости.
3. Рост суммарных газопоказаний с фоновых значений (0,5%) до 0,85%.

Определен характер насыщения пласта-коллектора В13-1. Оценка характера насыщения по методике ОПУС Э.Е. Лукьянова на основе покомпонентного анализа углеводородных газов (С1–С5). Расчётные значения ОПУС для интервала вскрытия пласта составили от 0,003 до 0,1, что в соответствии с установленными граничными критериями однозначно диагностирует газонасыщенный тип коллектора. Литолого-битуминологический анализ (ЛБА) шлама также зафиксировал наличие битумоидов, однако его диагностическая ценность в данной скважине ограничена из-за использования раствора на углеводородной основе (РУО).

Выполнено успешное геонавигационное сопровождение горизонтального участка скважины. Бурение горизонтального ствола в интервале 2341–4230 м сопровождалось обязательным комплексом геолого-технологических исследований и методом ГИС.

В работе доказана высокая эффективность комплексирования методов ГТИ (механический и газовый каротаж, расходометрия) и ГИС (гамма-каротаж) для оперативного геонавигационного сопровождения горизонтального бурения. Полученные результаты позволяют оптимизировать процесс строительства скважин на Игняленском месторождении, минимизировать геологические риски, своевременно принимать технологические решения.

Была выполнена задача: расчет времени отставания сигнала ГК от момента поступления бурового раствора на забой скважины. Для бурения ЭК в среднем 25 минут, для горизонтального ствола скважины 41-43 минуты.

Полученные результаты, по мнению автора ВКР, позволяют считать достигнутой заявленную цель проведенных исследований.