

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Изучение пространственного распределения зон поглощений в
карбонатных породах серпуховского и франского ярусов в различных
геологических условиях»**

Автореферат магистерской работы

Студента 2 курса 261 группы
направления 05.04.01 Геология
геологического ф-та
Сафарова Шамиля Равильевича

Научный руководитель
доктор геол.-мин.наук, профессор

Б.А. Головин

Зав. кафедрой
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. В настоящее время для увеличения запасов добычи нефти и газа необходим существенный рост темпов разведки новых нефтяных и газовых месторождений, повышение эффективности геологоразведочных работ, ускоренное разбуривание вводимых в разработку месторождений при резком повышении технико-экономических и качественных показателей буровых работ.

Важнейшим резервом в реализации этой задачи является развитие и внедрение в практику геологоразведочных работ прогрессивного направления промысловой геофизики геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения. Они проводятся непосредственно в процессе строительства скважины и способны решать комплекс геологических и технологических задач.

При строительстве скважины, для последующей разработки или консервации горючих полезных ископаемых, имеют место быть внештатные ситуации, такие как осложнения и аварии. Однако, одним из основных преимуществ ГТИ является именно предупреждение и раннее выявление осложнений и аварий в процессе строительства скважины, что делает его весьма перспективным направлением промысловой геофизики, способным существенно улучшить геологическую и экономическую эффективность буровых работ на нефть и газ.

Итак, одной из основных задач, поставленной перед ГТИ является предотвращение или раннее предупреждение различного типа осложнений при бурении скважины. Среди осложнений выделяют :

- разрушение стенок скважины;
- поглощение бурового раствора;
- прихват бурового инструмента;
- нефтегазоводопроявления.

Тема осложнений очень актуальна в наши дни, так как процесс их ликвидации довольно дорогостоящий и занимает около 25 % от всего календарного времени строительства ствола скважины.

Целью работы является выявление пространственных закономерностей зон поглощения на примере двух нефтегазовых месторождений Удмуртии

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение исследуемого участка работ;
- изучить литературные источники, данные по поглощениям на скважинах месторождений Тимеевское и Киенгопское;
- выявить информативные параметры, позволяющие выявить зоны поглощения, выбрать технические средства для решения поставленных задач;
- выделить зоны поглощения в разрезах исследуемых скважин и выявить закономерности их пространственного размещения на структурах.

Основное содержание работы. Киенгопское месторождение нефти и газа расположено в центральной части Удмуртской Республики на территории Якшур-Бодьинского, Игринского и Шарканского рай-онов, в 50-70 км от г. Ижевска, вблизи деревни Мукши.

Осадочный чехол Киенгопского месторождения вскрыт до глубины 3207, представлен породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями.

В пределах Киенгопского месторождения, как и в пределах всей Удмуртии выделяются два структурно-тектонических комплекса: комплекс кристаллического фундамента и комплекс осадочного чехла, представленный отложениями рифейского, вендского и палеозойского возраста.

По отложениям фундамента площадь месторождения расположена в северо-западной части Камско-Бельского авлакогена - структуры I порядка. Породы кристаллические фундамента в пределах месторождения не вскрыты бурением. По данным региональных геофизических исследований его поверхность находится на глубине 4-5,5 км, нарушена разломами северо-западного, северо-восточного и субширотного направлений и испытывает региональное погружение в восточном направлении.

Нефтегазоносность Киенгопского месторождения контролируется двумя основными поднятиями: Чутырским и Киенгопским, осложненными системой более мелких поднятий и куполов, в связи с чем с глубиной происходит разукрупнение и локализация залежей. Башкирская залежь содержит в сводовой части газовые шапки, залежи пластов В-II и В-III представляют собой нефтяную оторочку вокруг газовой шапки.

Промышленно нефтеносными являются карбонатные пласты В-II, В-III(a+b) верейского горизонта, А4-0+1-А4-8 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты тульского С-I, С-III, С-IV, бобриковского С-V-С-VI и С-VI' горизонтов визейского яруса, карбонатные пласты Ст-IV, Ст-V

турнейского яруса нижнего карбона. Нефтегазоносность продуктивных отложений установлена на стадии геологоразведочных работ по керну, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне.

В свою очередь, Тимеевское месторождение по своему административному положению находится вблизи д.Троеглазово в Киясовском районе республики Удмуртия.

Осадочный чехол Тимеевского месторождения представлен породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт.

Тимеевское месторождение расположено в пределах Камско-Бельского (Калтасинского) авлакогена. Глубина залегания фундамента в этой области достигает 5,5-6 км. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт. По сейсмическим материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простирания. По палеозойским отложениям Тимеевское месторождение расположено в пределах центральной части Верхнекамской впадины, в юго-восточной части Киенгопского вала, имеющего северо-западное простирание и длину 100 км.

Нефтеносными на Тимеевском месторождении являются карбонатные пласты К4 каширского горизонта, В-II, В-IIIа, В-IIIб верейского горизонта, А4-0 - А4-6 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты С-II – С-VII визейского яруса, карбонатные пласты Ст-III, Ст-IV турнейского яруса нижнего карбона, D3-zv заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона .

Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами

исследований: гидродинамическими, геофизическими (ГТИ и ГИС) и с помощью отбора керна или шлама.

В зависимости от степени изученности разбуриваемого месторождения (или его части) применяют оперативные исследования или комплекс ГТИ.

Оперативный комплекс исследований включает в себя: определение границ поглощающего пласта (горизонта), его относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта (горизонта) в другой (гидродинамические исследования); измерение фактического диаметра скважины в интервале поглощающего пласта (горизонта) с помощью каверномера; замер пластового давления глубинным манометром.

Комплекс ГТИ для обнаружения зон поглощений по показаниям датчиков.

Основными геофизическими методами исследования поглощающих горизонтов являются методы ГИС и комплекс ГТИ. К методам ГИС относятся : расходометрия, термометрия и резистивиметрия

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

Многолетний опыт и анализ работ в бурении позволяет выделить несколько информативных параметров, выявляемых при поглощении бурового раствора. Они представлены на рисунке 1

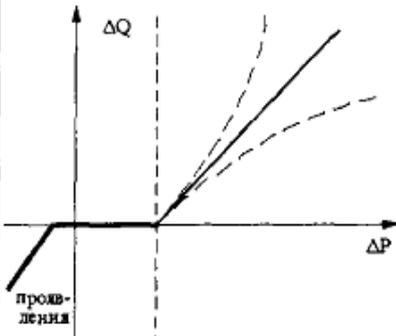
Признаки по данным ГТИ	Разновидности	Причины	Меры предупреждения и ликвидации
<ul style="list-style-type: none"> • рост скорости проходки при вскрытии поглощающего интервала; • снижение уровня в емкостях; • снижение расхода на выходе; • снижение давления на входе, колебания давления; • снижение температуры раствора на выходе; • вторичный рост давления из-за недостаточной очистки забоя 	<ul style="list-style-type: none"> • частичные – с выходом циркуляции; • полные – без выхода циркуляции; • катастрофические – со снижением уровня в скважине; • гидроразрыв – процесс расширения трещины с катастрофическим поглощением 	<p>Геологические:</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие сильнопроницаемого коллектора; • наличие зон АНПД <p>Технологические:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $P_{гс} > P_{пл}$ (переутяжеление раствора, недостаточная очистка раствора от шлама); • гидродинамические эффекты (эффект поршневания из-за сужения ствола – рыхлая корка, набухание пород, сальники); • ухудшение структурных свойств раствора  <p>$\Delta Q = K_1\sqrt{P} + K_2\Delta P + K_3\Delta P^2$</p> <p>$\Delta P = P_{скв} - P_{пл}$</p> <p>$\Delta Q$ – интенсивность фильтрации</p>	<ul style="list-style-type: none"> • оценка интенсивности поглощения при вскрытии пласта, в процессе циркуляции без бурения и при выключенной циркуляции; • уменьшения давления в скважине (снижение p_p, снижение ΔP в КП, снижение гидродинамических эффектов); • уменьшение проницаемости коллектора (ввод наполнителей и т.п.); • химобработка раствора с целью снижения фильтрации; • перекрытие и изоляция зон поглощения (намыв наполнителя, заливка тампонами, перекрытие расширяющимися патрубками, спуск обсадной колонны и изоляция)

Рисунок 1 - Основные информативные параметры, характеризующие поглощения.

Как видно из рисунка 1, причины возникновения поглощений делятся на: геологические и технологические. Обнаружить поглощение на стадии его зарождения нам позволяют следующие информативные параметры:

- рост скорости проходки;
- снижение уровня в емкостях;
- снижение расхода на выходе;
- снижения давления на входе, колебания давления;
- снижения температуры раствора на выходе;
- вторичный рост давления, из-за недостаточной очистки забоя.

Для раннего выявления поглощений используются следующие технические средства, входящие в комплекс ГТИ.

Индикаторы расхода промывочных жидкостей на выходе ИРПЖ-01 с креплением для закрытого желоба предназначены для обеспечения передачи в автоматизированные системы управления технологическими процессами

Выявление изменений уровня в буровых емкостях – ключ к безопасности процесса бурения. Ультразвуковой датчик уровня располагает над емкостью и измеряет уровень бурового раствора. Датчик испускает ультразвуковую волну, отражающуюся от поверхности жидкости. Этот датчик легкий, компактен, точен и очень надежен.

Более точное определение глубины залегания, мощности и других характеристик поглощающих горизонтов может быть выполнено методами ГИС. Кроме стандартных методов – микрокаротаж, электрический, радиоактивный, акустический каротажи, позволяющих определить общую характеристику пород и флюида, для изучения зон поглощения используется и специфические методы. К их числу относятся:

- расходометрия;
- термометрия;
- Резистивиметрия.

Заключение. Для изучения закономерностей зон поглощения к магистерской работе были привлечены материалы по 3 пробуренным на территории Тимеевского месторождения и по такому же количеству скважин Киенгопского месторождения. Целью данной работы были исследования данных по бурению зоны поглощений в серпуховских отложениях для Киенгопского месторождения и франских отложениях для Тимеевского месторождения. Поглощения на всех объектах начинаются в интервале 850-1000м для Тимеевского месторождения и 1278-1300м для Киенгопского. Подробное описание поглощений в интервале 370-1600м приводятся в приложении Б.

Ниже в таблице 1 приведены данные по поглощения по шести скважинам двух Исследуемых участков работ. Данные содержат: период исследования, интервал поглощений и их объем.

Таблица 1 – Данные по поглощениям на исследуемых скважинах

№ скважины	Период исследования	Интервал поглощений, м	Объем поглощений, м ³
1	16.01.17–19.02.17	1278-1777	738
2	8.12.17 -- 21.12.17	1399-1722	54
3	15.12.17–11.01.17	1351-1888	242
4	9.03.16 – 4.04.16	811-1898	415
5	17.09.15 – 8.12.15	1589-1917	1140
6	30.12.17 – 3.02.17	370-1861	347

В процессе написания работы был проделан анализ поглощений в зависимости от мощности пласта и расположения скважины на структуре. На рисунке 2 представлена структурная схема района работ, где изображены 3 пробуренные скважины, №1 в сводовой части структуры, № 3 и №2 в крыльевой зоне.

Таким образом, анализ расположения поглощающих скважин на различных по типу структурах, проведенный в целях прогнозирования частоты вскрытия зон поглощения, показывает, что необходимо анализировать особенности геологического строения структуры в месте заложения скважины.

В работе были выполнены следующие задачи:

- Изучено геологическое строение района и непосредственно исследуемого участка;
- Были выявлены информативные параметры, за счет которых обнаруживается поглощение;
- Были выявлены закономерности распределения зон поглощений.

Решение этих задач позволило выявить закономерности зон поглощений, что являлось целью работы.