

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;
- нефтегазоводопрооявления.

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

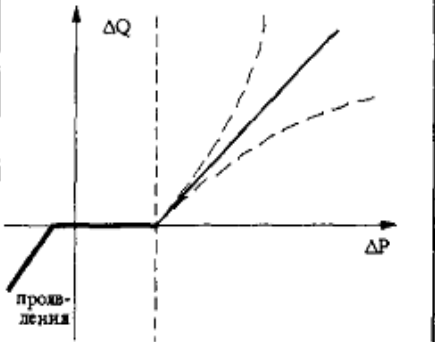
| Признаки по данным ГТИ | Разновидности | Причины | Меры предупреждения и ликвидации |
|---|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • рост скорости проходки при вскрытии поглощающего интервала; • снижение уровня в емкостях; • снижение расхода на выходе; • снижение давления на входе, колебания 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>$\Delta Q = K_1\sqrt{P} + K_2\Delta P + K_3\Delta P^2$ $\Delta P = P_{скв} - P_{пл}$ ΔQ – 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 легок, 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.



Рисунок 2 - Структурная схема Киенгопского месторождения

Зоны поглощения чаще и интенсивнее вскрываются в пределах трещиноватых пород. Было установлено, что на таких структурах, как Киенгопская, как показано на рисунке 2, имеет место закономерность по расположению скважин на структуре. Таким образом наиболее интенсивному поглощению будут подвергаться скважины, находящиеся в пределах сводовых частей структур, что объясняется наличием большой степени трещиноватости. Доказывается эта закономерность, исходя из положения, что в скважине №1, находящейся в сводовой части структуры – объем поглощения составил более 700 м^3 , в то время как в скважинах №2 – 54 м^3 и №3 около 242 м^3

В зависимости от мощности поглощающего пласта была выделена следующая закономерность: наиболее интенсивному поглощению подвергаются пласты с большей мощностью, которая доказывается тем фактом, что наибольшая мощность отложений выявлена в скважине №1

Тимеевское месторождение так же как и Киенгопское не стало исключением из выявленных закономерностей. Наиболее интенсивные поглощения наблюдается в скважинах, бурящихся в сводовой части структуры, что в очередной раз подчеркивают выявленную ранее закономерность.

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.