

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

Кафедра геофизики

**«Прихваты и поглощения в процессе строительства скважины №44180  
Нонг-Ёганского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 403 группы очной формы обучения  
геологического факультета  
направление 05.03.01 «Геология»  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
Прусакова Ивана Васильевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

**Введение.** Рассмотрение прихватов и поглощений в процессе строительства скважин актуально и по сей день. Каждая строящаяся скважина не застрахована от риска попасть в аварийную ситуацию.

Объектом исследования данной работы является Нонг-Ёганское месторождение, которое расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа, в 100 км к северо-востоку от г. Сургут (Западная Сибирь).

Все промыслово-геофизические работы на исследуемом месторождении ведутся геофизической компанией ООО «Тюменьгеоспектр». Данная компания ведёт геологические работы при разработке месторождений, в строительстве и проектировании строительства скважин в районах Западной Сибири.

Компания использует в работе современное оборудование, а также активно внедряются новые методические разработки, новые технологии, что позволяет обеспечить высокое качество выполняемых работ. ООО «Тюменьгеоспектр» выполняет широкий спектр работ по обслуживанию нефтегазовых скважин в процессе бурения и решению сопутствующих задач: геолого-технологические (ГТИ) исследования при строительстве скважин; производство датчиков и оборудования для проведения ГТИ; геологическое сопровождение работ на этапах строительства, ремонта скважин; инженерное сопровождение строительства скважин; интерпретация (переинтерпретация) данных ГИС, ГТИ и др.

**Цель** выпускной квалификационной работы состояла в сборе и анализе материала ГТИ по скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения связанных с предотвращением аварийных ситуаций в процессе бурения.

Данная цель предполагала решение следующих **задач**:

- 1) Изучение геологического строения и геофизических параметров Нонг-Ёганского месторождения;

- 2) Изучение методики проведения геолого-технологических исследований в процессе строительства скважин;
- 3) Знакомство со станцией ГТИ, а также с датчиками, регистрирующими данные в процессе строительства скважины;
- 4) Изучение методики предотвращения аварийных ситуаций на скважине;
- 5) Изучение осложнений при строительстве скважин, таких как поглощения жидкостей в скважинах , прихват инструмента;
- 6) Интерпретация данных ГТИ по скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения.

Материалы исследования были суточные диаграммы ГТИ скважины №44180 Нонг-Ёганского месторождения.

Выпускная квалификационная работа содержит в себе введение, заключение и список использованных источников, а так же 4 раздела основного содержания работы, 4 подраздела первого раздела, 1 подраздел второго раздела и 2 подраздела 3 раздела: 1 Геолого-геофизические характеристики района работ 1.1 Общие сведения Нонг-Ёганском месторождении 1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 1.3 Тектоника 1.4 Нефтегазоносность 2 Методика исследования 2.1 Аппаратура ГТИ 3 Осложнения при строительстве скважин 3.1 Поглощения жидкостей в скважинах 3.2 Прихват инструмента 4 Результаты работы

**Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизические характеристика района работ»** Нонг-Ёганское нефтяное месторождение, было открыто в 1974 году скважиной № 56 «Главтюменьгеологии». Месторождение относится к распределённому фонду недр, лицензия выдана ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в 1997 году. Нонг-Ёганское месторождение Расположено к Северо-Востоку от г. Сургут в Ханты-Мансийском автономном округе.

Ханты-Мансийский автономный округ — Югра занимает центральную часть Западно-Сибирской равнины, протянувшись с запада на восток почти

на 1400 км — от Уральского хребта до Обско-Енисейского водораздела. Граничит с Ямало-Ненецким автономным округом, Красноярским краем, Томской областью, Тюменской областью, Свердловской областью и Республикой Коми. С севера на юг округ простирается приблизительно на 800 км, располагаясь в промежутке между 58°30' и 65°30' северной широты. Протяжённость границ округа составляет 4750 км. Территория округа представляет собой обширную, слабо расчленённую равнину с абсолютными отметками высот, редко достигающими 200 м над уровнем моря. На западе на территории округа заходят отроги и хребты горной системы Северного и Приполярного Урала.

Основной платформенный разрез Нонг - Ёганского месторождения сложен юрскими и меловыми отложениями. Отложения свит, вскрыты всеми пробуренными скважинами на глубинах 2790-2800м. По всему литологическому составу делится на две подсвиты, нижнюю – существенно глинистую и верхнюю – песчано-глинистую

Нонг-Еганское месторождение приурочено к одноимённого локальному поднятию, расположенному на северо-западе. погружении Нижне-Вартовского свода Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По отражающему горизонту «Б» представляет собой локальное поднятие неправильной формы, вытянутое с Северо-Запада, на Юго-Восток и оконтуривающееся сейсмоизогипсой - 2750 м. Площадь поднятия 260 км<sup>2</sup>. На рисунке 2 представлено расположение месторождения на тектонической карте.

В пределах месторождения выявлены 4 нефтяные залежи пластово-сводового и литологически экранированного типов. Коллектором служат гранулярные песчаники с прослоями глин, имеющие различную пористость и проницаемость. Относится к классу крупных. Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2010 года составляют 160 млн барр.

нефти. Добыча нефти на месторождении в 2007 г. — составила 1,340 млн. тонн, в 2010 году было добыто 900 тыс. т нефти, накопленная добыча нефти составила 34,4 млн т [4]. На рисунке 3 представлен фрагмент карты полезных ископаемых Западной Сибири, где красным цветом выделено месторождение

**Второй раздел «Методика исследования»** Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Технологические задачи ГТИ:

- Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.
- Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.
- Распознавание и определение продолжительности технологических операций
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.

- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.
- Оптимизация спуско-подъемных операций.
- Контроль гидродинамических давлений в скважине.
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПД.
- Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.
- Диагностика предаварийных ситуации в реальном масштабе времени.
- Диагностика работы бурового оборудования.

Геолого-технологические исследования включают в себя обязательный и дополнительный комплексы. Состав комплексов ГТИ, перечень подлежащих выполнению работ, количество и перечень измеряемых параметров оговариваются Заказчиком при заключении контракта.

Комплексы ГТИ при бурении скважин различаются в зависимости от их категорий: опорные параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, горизонтальные. В виду того, что изучаемые скважины Мосинского месторождения являются горизонтальными, то в процессе их строительства был проведен следующий комплекс исследований.

В процессе проведения ГТИ выполняется следующие виды работ, измерений и исследований:

- эпизодический отбор, подготовка и анализ образцов горных пород шлама (керна - по отдельному заказу);
- эпизодический отбор и анализ проб бурового раствора;
- непрерывное измерение параметров бурового раствора устанавливаемыми в циркуляционной системе соответствующими датчиками;

- извлечение из части циркулирующего бурового раствора углеводородных и неуглеводородных газов путем непрерывной принудительной дегазации;

- непрерывный анализ ГВС на суммарное содержание У В газов, а также на содержание метана и тяжелых углеводородов, а по отдельному заказу - на содержание сероводорода, водорода, кислорода, углекислого газа, паров воды и т. п.;

- циклический (с периодом не более 3-х минут) покомпонентный газовый анализ на метан, этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан с помощью хроматографа;

- автоматическое измерение технологических параметров процесса бурения устанавливаемыми на буровом оборудовании соответствующими датчикам;

- визуализация получаемой информации на мониторах компьютеров и станции ГТИ, на пульте бурильщика, на компьютерах буровую мастера и супервайзера;

- интерпретация полученной технологической и геолого-геохимической информации

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации:

- 1) Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой. В основном это технологические параметры бурения. Измеренные значения передаются по кабелю либо непосредственно в станцию ГТИ на компьютер, либо через специальное устройство — точку сбора. Дискретность регистрации задается программно.
- 2) Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся в станции ГТИ; это параметры газового каротажа.

- 3) Параметры измеряются вручную с помощью специальных приборов, находящихся в станции ГТИ. Измеренные значения заносятся вручную или автоматически (для компьютеризированных приборов) в программы для их обработки и визуализации. Это геологические параметры.
- 4) Параметры вычисляются с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ, расположенного в станции (вагоне-доме). Вычисляемые параметры могут быть технологическими, геологическими и параметрами газового каротажа. Основная цель геологических исследований состоит в детальном изучении геологического разреза скважин в процессе бурения и выяснения всех, потенциально перспективных на нефть и газ, интервалов

**Третий раздел «Осложнения при строительстве скважины»** Наиболее распространенными осложнениями при строительстве скважин являются:

- разрушение стенок скважины;
- поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов;
- пластовые флюидопроявления;
- прихваты колонн бурильных и обсадных труб.

Поглощения в скважинах буровых растворов являются одним из основных видов осложнений .

Причины поглощений жидкостей в скважинах установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные мероприятия и технологию проведения работ по предупреждению и ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятно статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями. Поглощения буровых растворов

и иных жидкостей поглощающими пластами обеспечиваются наличием пор, каналов, трещин, пустот в проходимых скважиной породах и (или) недостаточной устойчивостью (сопротивляемостью) пород к давлению столба жидкости в скважине, в результате чего возникает гидроразрыв пород, и в щели проникает жидкость. Поглощающие пласты в бурящихся скважинах могут быть представлены пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Пористые песчано-алевритовые породы имеют трещины и обладают поровой трещинной проницаемостью, трещиноватые породы имеют межзерновую пористость, а кавернозные породы разбиты микротрещинами различной раскрытости. Наиболее часто буровой раствор поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым - все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами. Аномально низкие пластовые давления (АНПД) приурочиваются к верхней части разрезов воздымающихся регионов, где пласты подвергнуты физическому и химическому выветриванию, размыты и переотложенных в пониженные участки земной коры. АНПД могут фиксироваться также в артезианских бассейнах. Такие случаи АНПД объясняются тем, что альтитуда устья скважины находится выше линии напора вод от области питания к области разгрузки.

Эффективным мероприятием по предотвращению поглощения бурового раствора является введение в циркулирующий буровой раствор наполнителей. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. В качестве

закупоривающих агентов используют древесную стружку или мочало, рыбью чешую, сено, резиновые отходы, листочки гуттаперчи, хлопок, коробочки хлопчатника, волокна сахарного тростника, ореховую скорлупу, гранулированные пластмассы, перлит, керамзит, текстильные волокна, битум, слюду, асбест, изрезанную бумагу, мох, изрезанную коноплю, хлопья целлюлозы, кожу, пшеничные отруби, бобы, горох, рис, куриные перья, комки глины, губку, кокс, камень и др.

Одним из самых распространенных серьезных и дорогостоящих видов осложнений при проводке скважин, иногда отличающихся ликвидацией скважины или бурением нового ствола, являются прихваты колонн бурильных и (или) обсадных труб. Как правило, прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса. Природа прихватов различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику. На возникновение прихватов колонн труб оказывает влияние множество факторов, дифференцировать которые с целью оценки их влияния трудно. Можно схематично разделить действующие при прихвате колонн труб силы на силы механического прижатия труб к стенке скважины, связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб, и адгезионные силы взаимодействия, зависящие от свойств фильтрационной корки, состояния контактной зоны и условий среды. Эти силы действуют совместно. В зависимости от условий в скважине их соотношение меняется.

Прихватом следует считать процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, которая не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала (стали). Наибольшее распространение прихваты имеют в юго-западных и южных районах СНГ,

что вызвано наличием сложных горно-геологических условий, значительными глубинами скважин и необходимостью преодоления встречающихся при этом различных осложнений процесса их сооружения. Для юго-западных районов характерны прихваты, вызываемые действием повышенного перепада давления, а для северо-восточных районов - в результате заклинивания труб в суженной части ствола из-за нарушения режима промывки (сальникообразования, оседания частиц шлама и др.).

На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, прочность структуры, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с бурильным инструментом. Действие других факторов (температура, противодействие, качество смазочной добавки к буровому раствору, искривление ствола скважины, тип бурового раствора, проницаемость породы и фильтрационной корки, характер циркуляции) или не исследовали, или исследовали недостаточно, хотя в возникновении прихватов они (в ряде случаев) играют решающую роль. Способы ликвидации прихватов очень разнообразны. В южных районах страны с помощью установки нефтяных ванн ликвидируют 40-80% прихватов, возникших вследствие действия перепада давления, и 20-40% прихватов, возникших в результате заклинивания колонн в суженной части ствола скважины. Ликвидировать прихваты, возникшие вследствие обвала пород, чрезвычайно трудно, и они часто переходят в категорию аварий, так как приходится или фрезеровать прихваченную часть колонны, или устанавливать цементный мост и забуривать новый ствол.

**Четвёртый раздел «Результаты работы»** В соответствии с задачей исследования, в скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения были выделены поглощение бурового раствора и прихват инструмента.

Поглощение бурового раствора наблюдалось во время шаблонирования открытого ствола скважины после прихвата инструмента. При спуске инструмента с промывкой произошло частичное поглощение. Поглощение

видно на суточной диаграмме ГТИ по резко упавшему давлению на глубине инструмента 2518 м в 19:20 по местному времени. Так же главным показателем поглощения является резкое уменьшение общего объёма бурового раствора в емкостях. Из-за резкого упада давления, как видно на суточной диаграмме, буровым мастером было принято решение прибавить ходы насосов, что привело ещё к большему поглощению. Принято решение пойти на подъём для приготовления кольматационной пачки.

Во время шаблонирования открытого ствола скважины, под спуск эксплуатационной колонны, при спуске инструмента получили посадку инструмента. В результате чего на скважине произошёл прихват инструмента. Это наблюдалось по резкому увеличению веса при хождении на вира и резкому уменьшению веса при хождении на майна. Благодаря введению в состав бурового раствора нефти освобождение от прихвата удалось получить спустя ровно 95 часов после его начала. Газоаналитическое оборудование зафиксировало повышение газопоказания, что фиксирует ввод в состав бурового раствора нефти.

**Заключение.** В данной работе рассмотрен выбор и обоснование оптимальной методики определения подсчетных параметров в геолого-геофизических условиях Западной Сибири для коллекторов нижнемеловых готеривских отложений.

В данной квалификационной работе рассмотрел материал ГТИ по скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения связанный с предотвращением аварийных ситуаций в процессе бурения. Изучил осложнения при строительстве скважин, таких как поглощения жидкостей в скважинах и прихват инструмента.

Были проинтерпретированы данные ГТИ по скважине №44180 Нонг-Ёганского месторождения.