

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

Кафедра геофизики

**«Ранняя диагностика прихвата бурового инструмента в процессе
вскрытия терригенных отложений позднеюрского возраста на
Лянторском месторождении»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Христолюбова Александра Андреевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Актуальность данной работы отчета заключается в необходимости ранней диагностики осложнений в процессе бурения, после которого были уменьшены показатели потерь, как бурового раствора, так и скважинного оборудования.

Геолого-технологические исследования скважин помогают в выявлении осложнений с детальной и стопроцентной точностью. Благодаря имеющимся методам механического каротажа, хроматограф, момент на роторе, вес на крюке и многие другие позволяют в реальном времени следить за правильностью и безопасностью бурения скважин с минимальными материальными затратами.

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений многопластовые, продуктивными являются пласты АС₉, представленные преимущественно алевролитно-песчаными отложениями, перекрытые глинами и БС₁₋₁₁, представленные однородными аргиллитами с различными включениями иных пород юрских отложений (абалакская и тюменская свиты).

Целью написания отчета является анализ имеющихся материалов для выдачи оперативных рекомендаций по устранению осложнений нефтегазовых скважин на примере скважины №1

Для решения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

- детальное изучение геолого-геофизических характеристик района исследований, включающая литологические расчленение разреза и выделение реперных пластов;
- составление классификации осложнений, имеющих место в бурящейся скважине;
- выявление причин прихватов бурового инструмента по данным ГИС и ГТИ;
- рассмотрение методов выявления прихватов в бурящихся скважинах по данным ГТИ;

- диагностика в процессе бурения и выявление реперного пласта угля в скважине №1 Лянторского месторождения.

В данной работе было написано три раздела:

1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования

2 Методика работ

3 Результаты исследования

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»

Лянторское месторождение выявлено в июне 1966 года. Административно Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Лянторское месторождение – одно из крупнейших нефтегазовых месторождений в Западной Сибири. Введено в разработку в 1978г. Его нефтеносность связана с нефтегазовыми пластами АС₉₋₁₁ (верхняя подсвита вартовской свиты по стратиграфической схеме 1978г.), нефтяными пластами БС₈² вартовской свиты и БС₁₈ (ачимовская пачка) мегионской свиты.

Основные запасы нефти (99,6%) приурочены к нефтегазовым пластам АС₉₋₁₁. Проектный уровень добычи нефти (10 млн. т) на месторождении был достигнут в 1989г., максимальный уровень в 1990 г. составил 10,35 млн.т.

Геологический разрез изучаемой территории представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом пермо-триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода. В тектоническом плане локальные поднятия, контролирующие Лянторское месторождение, приурочены к Пимскому и Востокинскому валам.

В работе, в соответствии с задачами исследования, будут более детально рассмотрены залежи пласта АС₉.

Песчаный пласт АС₉ относится к нижней части эксплуатационного объекта и характеризуется наиболее сложным строением разреза. В соответствии с этим и формы залегания песчаных тел, формирующих пласт, весьма разнообразны (линзы, полулинзы, врезы и т.д.).

Общая толщина пласта изменяется в очень широком диапазоне значений от 4 до 50 м. Зоны максимальных толщин пласта, как правило, укладываются в вытянутые полосообразные формы, напоминающие разветвленные русла с тенденцией их приуроченности к присводовым зонам Лянторской структуры. Зоны уменьшенных толщин, напротив, тяготеют к межструктурным погружениям.

Залежь пласта АС₉ Лянторской площади приурочена к брахиантиклинальному поднятию, вытянутому в субмеридиональном направлении и осложняющему западное крыло региональной структуры.

Нефтенасыщенные толщины в этих зонах колеблются в пределах от 8 до 18 м, составляя в среднем 9.5 м. Толщина перемычки на уровне ВНК в этих зонах изменяется от 0 до 2 м. На уровне ГНК на большей части площади подгазовой зоны (82.7%) толщина перемычки меньше 2 м, на 15% площади ее значения находятся в пределах от 2 до 4 м.

Таким образом, нефтяная залежь пласта АС₉ Лянторского поднятия на описываемом участке относится преимущественно к контактному классу, как со стороны газовой шапки, так и со стороны подошвенной воды.

Залежь на участке разведочных скважин контролируется куполовидным поднятием, осложняющим западное крыло Лянторской структуры и по своему

типу является пластово-сводовой. В соответствии с информацией подсчета запасов большая часть площади залежи приходилась на газовую и газонефтяную зоны.

Второй раздел «Методика работ»

Различают следующие основные типы осложнений: 1) поглощение буровых и тампонажных растворов; 2) нефтегазоводопроявления; 3) нарушение устойчивости стенок скважины; 4) желобообразование; 5) прихваты колонн бурильных и обсадных труб; 6) сероводородная агрессия; 7) растепление ММП и их обратное промерзание; 8) осложнения при бурении с продувкой.

Осложнение - это замедление (приостановление) непрерывного цикла буровых работ, вызванное влиянием природных и/или геологических факторов.

Наиболее распространённые осложнения можно подразделить на следующие виды: поглощение бурового и тампонажного растворов, прихваты колонны труб, пластовые флюидопроявления.

В данной работе мы рассмотрим такое осложнение, как прихват бурильного инструмента.

Проходка ствола скважины в массиве горных пород сопровождается существенным напряжением на ее стенках. На открытой поверхности стенок скважины проявляется действие сил бокового распора, которые вызывают деформацию горных пород в окрестностях ствола и могут приводить к их разрушению.

Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (бурового промывочного раствора) вызывает физико-химические процессы на границе раздела. В некоторых породах они могут вызывать заметное изменение их агрегатного состояния, сил внутреннего сцепления и в итоге могут существенно преобразовывать свойства горных пород в окрестностях скважины по сравнению с первоначальными в естественном залегании.

Разупрочнению горных пород в стенках ствола скважины также способствует развитие усталостных явлений, происходящих под воздействием гидродинамических ударов и переменного давления в стволе при спуско-подъемных операциях.

При циркуляции промывочного агента по стволу нарушается режим горных пород в стенках скважины, что также вызывает появление дополнительных напряжений.

Наконец, на контакте пластовых флюидов с промывочным агентом могут наблюдаться длительное или кратковременные нарушения гидродинамического равновесия, и в таких случаях подвижная среда (жидкость или газ) под действием разности давлений будет легко перетекать в область пониженного давления. Может возникнуть переток промывочного агента в окружающие ствол горные породы либо, наоборот, пластовой жидкости в ствол скважины.

Все эти нарушения равновесного состояния в окрестностях скважины и на ее стенках неблагоприятно сказываются на процессе углубления ствола и осложняют его.

Накопленный опыт бурения позволяют выделить признаки разрушения стенок скважины по данным ГТИ, их причины, разновидности и рекомендовать меры по их предупреждению и ликвидации.

Характерной ситуацией, возникающей в процессе проводки скважины, является зашламление забоя, т. е. скопление большого количества шлама или обвальной породы на забое.

Шлам скапливается главным образом из-за низкой подачи насосов, недостаточной для выноса породы. Но не менее важны при этом свойства раствора, способность его удерживать породу во взвешенном состоянии.

Увеличение сопротивления одной из функций бурового раствора

является смазывание бурильной колонны. Требования к смазывающей способности приобретают особенно важное значение в наклонных скважинах, а также для предотвращения прихвата под действием перепада давления. Как и шламовая подушка, сальник на долоте образуется при высоких осевых нагрузках. В твердых породах зубья долота частично забиваются шламом. Насколько такое забивание снижает механическую скорость бурения, определить трудно, потому что это явление трудно отличить от образования шламовой подушки.

Выявление пластов углей по методам ГИС проводят комплексом методов ГИС, аналогичным применяемому для литологического расчленения разрезов. Однако из-за малой мощности продуктивных пластов возрастает роль микромодификаций и модификаций с экранированием тока.

Удовлетворительные результаты при выделении пластов угля мощностью $h > 10-15$ см всех четырех групп дают коллимированные зонды ГГК-П. Пласты мощностью $h > 8$ см выделяют с помощью прижимных коллимированных зондов ГГК-С длиной 10-15 см. Повышенная относительно ГГК-П разрешающая способность ГГК-С объясняется тем, что на его показания влияет как низкая плотность углей и горючих сланцев, так и их низкий эффективный атомный номер. Разработаны микрозонды ГГК-С длиной 5 см (мкГГК-С), позволяющие выделять пласты с $h > 3$ см. Поскольку в пластах угля как правило образуются каверны, искажающие показания ГГК-П и ГГК-С, в комплекс включают кавернометрию, Гамма-каротаж заключается в измерении гамма-излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород. Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K^{40} . Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном

естественной радиоактивности.

Угли первой и второй групп (бурые и каменные), отличающиеся повышенной пористостью, можно выделить с помощью толщины глинистой корки используют диаграммы градиента привлекают данные ГГК-П, НГК, ГК, КС, ИК.

Выделение пластов третьей и четвертой групп - антрацитов и полуантрацитов - проводят с помощью методов КС, ПС метод электродных потенциалов (МЭП).

Пачки горючих сланцев во многих случаях характеризуются сложным строением и тонкой слоистостью. Наиболее эффективен при их исследовании мкГГК-С.

Оценка зольности углей и горючих сланцев может быть выполнена на основе корреляционных связей между этим параметром и показаниями методов ГИС. С зольностью связаны естественная радиоактивность, удельное электрическое сопротивление, плотность, эффективный атомный номер.

Связь зольности с естественной радиоактивностью обусловлена тем, что основную часть минеральных веществ составляет глинистый материал, адсорбирующий радиоактивные элементы. Однако точность оценки зольности методом ГК невысока из-за недостаточной разрешающей способности метода по вертикали и низкой интенсивности излучения, характерной в первую очередь для высококачественных малозольных углей.

При увеличении зольности, УЭС каменных и бурых углей убывает, а у антрацитов - возрастает. Однако зависимость показаний электрических методов от ряда трудно учитываемых факторов также приводит к большим погрешностям.

Меры предупреждения и ликвидации разрушений стенок скважины: основными мерами предупреждения и ликвидации **обвалов (осыпей)** являются: бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой

буровым раствором, имеющим минимальную водоотдачу и максимально высокую плотность; организация работ, обеспечивающая высокие скорости проходки; и выполнение следующих рекомендаций:

- 1) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
- 2) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
- 2) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- 3) подавать бурильную колонну на забой плавно, без рывков;
- 4) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- 5) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
- 6) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Для предупреждения и ликвидации **набухания** необходимо:

- 1) бурить в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтре которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;
- 2) организовывать работу, обеспечивающую высокие механические скорости проходки; после приготовления глинистого раствора заполнять им скважину и выждать определенное время, необходимое для протекания физико- химических процессов; выполнять меры предупреждения и ликвидации обвалов.

К характерным признакам ползучести относятся затяжки, посадки бурильной колонны до забоя, прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации **ползучести** являются:

- 1) разбуривание отложений, представленных ползучести с промывкой утяжеленными буровыми растворами;
- 2) организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются: использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму; недопущение различных азимутальных изменений; стремление к максимальной проходке на долото; использование предохранительных резиновых колец

Третий раздел «Результаты исследования»

В соответствии с целью исследования, были проинтерпретированы технологические параметры ГТИ скважины №1 Лянторского месторождения, с целью выявления в ней осложнений, связанных с прихватом бурового инструмента, а также были выдвинуты рекомендации по устранению данных осложнений.

На диаграммах ГТИ скважины №1 Лянторского месторождения показано, что при расхаживании инструмента мы наблюдаем затяжки до 20 тонн и посадки до 8 тонн, так же попытки вызвать циркуляцию сопровождались отсутствием давления. При попытке расхаживания и вызова циркуляции был получен прихват бурового инструмента.

Данный интервал представлен преимущественно алевролитом мелкозернистым средней плотности с включением аргиллитов. При этом можно наблюдать следующее:

- рост давления на входе;

- рост крутящего момента на роторе;
- снижение скорости проходки;
- крупный обвальный шлам на вибросите;
- посадки при подходе к зашламленному забою;
- затяжки и посадки инструмента при движении.

В данном случае для ликвидации данного осложнения необходима нефтяная ванна или же прокачка смазывающих пачек, но из-за неправильных действий буровой бригады в дальнейшей произошел слом бурового инструмента и это привело к ловильным работам.

Интервал 1974-2151 м представлен преимущественно алевролитом мелкозернистым средней плотности с включением аргиллитов. При бурении интервала 1974-2151 м фиксируется средняя $V_{\text{мех}}=53$ м/ч, что может вызвать «перегруз» выбуренной породой межкольцевого пространства создавая излишние гидродинамические нагрузки.

Механическая скорость проходки достигла значение максимума до 61,3 м/ч. Соответственно, в интервале, в котором произошло осложнение, наблюдается увеличение значений тальблока, веса на крюке, скорости СПО, а также скорости проходки до критических значений.

Интервал 2151-2271 м представлен преимущественно алевролитом мелкозернистым средней плотности с включением аргиллитов. Рекомендации по снижению рисков поглощения при вскрытии продуктивных пластов:

1. При бурении исключить или минимизировать прокачку очищающих пачек для снижения репрессии на пласт и рисков поглощения. Необходимо снизить реологические свойства бурового раствора до минимальных значений, обеспечивающих вынос шлама, соответствующий объёму выбуренной породы, с целью снижения гидродинамического воздействия на стенки скважины. Плотность следует держать на минимально-возможном значении, исходя из фактических условий бурения.
2. Перед каждым запуском буровых насосов, произвести включение

оборотов на роторе до 5-10 об/мин. После чего обеспечить плавный пуск насосов, начиная с минимального расхода и плавным образом на рабочий режим.

3. Бурение через пласты производить с плавным доведением нагрузки и ограничением производительности буровых насосов до 9л/с и механической скорости проходки до 15 м/ч. После пробуренной трубы произвести расхаживание без изменений и скоростью подачи также без изменений

Таким образом, были выданы оперативные рекомендации по устранению осложнений, возникших в процессе бурения, что является неотъемлемой и одной из самых важных задач сопровождения бурения скважин.

Впоследствии было обнаружено наличие мелкие прослоев углей среди шламового материала, что вероятнее всего является причиной образования прихватов бурового инструмента.

Закключение. Была изучена геолого-геофизическая характеристика Лянторской площади Сургутского района, освоена методика комплексной интерпретации данных ГИС и ГТИ. Был проинтерпретирован материал по комплексу методов ГИС и ГТИ Лянторского месторождения.

Была описана методика проведения работ, а именно характеристика осложнений, разрушений стенок скважины, прихват бурильной колонны, а также меры предупреждения и ликвидации разрушений стенок скважины.

В результате качественной интерпретации полученных данных были проинтерпретированы диаграммы бурения в различных интервалах с максимальной явной обстановкой осложнений в форме прихвата бурильного инструменты.

В совокупности сведений, предоставилось возможным выдать ранний прогноз на устранение данного прихвата с минимальными потерями времени, что является одной из основных задач геолого-технологических исследований.