

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

Кафедра геофизики

**«Предупреждение осложнений при бурении нефтегазовых скважин на  
примере Алексеевского месторождения Оренбургской области»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы  
геологического факультета  
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Дюсенбаева Рината Ербулатовича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент \_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Б.Головин

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент \_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

**Введение.** Современное состояние нефтегазовой отрасли характеризуется тем, что в «старых» нефтедобывающих регионах, таких как Волго-Уральская и Прикаспийская нефтегазоносные провинции, бурение скважин смещается в сторону увеличения глубин. В относительно «молодых» Западно- и Восточно-Сибирской провинциях бурение связано со вскрытием сложно-построенных неоднородных продуктивных отложений. И в том, и в другом случае происходит усложнение объектов разработки, что приводит к увеличению вероятности возникновения нештатных ситуаций при бурении. В то же время постоянно совершенствуется технология проводки скважин, в определенной степени компенсируя усложнение геологических условий.

На стыке этих взаимодействующих направлений в буровой практике различают осложнения и аварии. Осложнение – это проявление факторов геологического происхождения, делающих дальнейшее бурение скважины нерентабельным, невозможным или опасным.

Авария – нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны бурильных труб или её поломкой с оставлением в скважине элементов колонны буровых труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Очень часто осложнение в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию. Поэтому в большинстве случаев осложнение намного легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать.

Наиболее оперативную информацию и соответственно признаки начинающегося осложнения способны предоставить геолого-технологические исследования (ГТИ).

В связи с вышеизложенным целью настоящей работы является применение данных ГТИ для предупреждения осложнений при бурении.

Для достижения цели поставлены задачи:

- изучить конкретные геологические условия проведения работ;
- описать методику и аппаратуру, применяемые при сопровождении бурения методами ГТИ;
- реализовать данную методику при бурении скважины.

Автор принимал непосредственное участие в работах.

Работа состоит из следующих разделов:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района территории исследования
- 2 Осложнения при бурении скважин
- 3 Аппаратура и оборудование
- 4 Результаты работ

**Основное содержание работы.** Работы проводились на территории Красногвардейского района Оренбургской области.

Местность водораздельно-холмистая, расчлененная сетью рек, оврагов и сухих логов. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 98 до 290 м над уровнем моря.

Климат резко континентальный, характеризуется резкими перепадами температур воздуха как в течении суток, так и между теплым и холодным периодами года. Зима холодная с длительными и устойчивыми морозами, среднемесячная температура января  $-14,5^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум  $-43^{\circ}\text{C}$ . Лето сухое и жаркое, среднемесячная температура июля  $+21,0^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум  $+42^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура составляет  $+2,8^{\circ}\text{C}$ .

Район относится к зоне недостаточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 350-400 мм, дожди идут во второй половине лета и осенью. Зимой часто бывают метели и бураны, затрудняющие движение всех видов транспорта.

Рядом проходит действующий нефтепровод.

Изучение района работ сейсморазведкой МОВ начато в 1959 году.

В 1978 году подготовлены к бурению поднятия по данным сейсморазведки МОГТ.

В разрезе площади выделены комплексы кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложений. Бурением скважин установлена продуктивность девонских и каменноугольных отложений.

В региональном плане район по поверхности кристаллического фундамента приурочен к Покровско-Сорочинскому выступу Жигулевско-Оренбургского свода Волго-Уральской антеклизы Восточно-Европейской платформы. По осадочному чехлу расположен в восточной половине Бобровско-Покровского вала в пределах северного района Бузулукской впадины.

Площадь расположена в пределах Муханово-Ероховской и Бобровско-Покровской зон нефтегазонакопления Муханово-Ероховского нефтегазоносного района Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Площади и структуры, входящие в вышеуказанные зоны и район нефтегазонакопления, характеризуются закономерной связью с определенными структурными, палеотектоническими или палеогеографическими элементами (северное погружение Бузулукской впадины), общностью нефтематеринских свит, сходством условий и временем формирования месторождений, литологическим составом коллекторов, схожим химическим составом УВ и т.д.

В непосредственной близости открыт ряд месторождений нефти в стратиграфическом диапазоне франско-турнейского, визейского, окско-башкирского, верейского, каширско-подольского НГК.

В буровой практике различают осложнения и аварии. В настоящее время их принято различать по экономическому признаку. Осложнения оплачивает заказчик, а аварии ложатся на себестоимость бурения.

Классификация осложнений:

- поглощения промывочной жидкости;
- газонефтеводопроявления;
- обвалы и осыпи;

- прихваты.

В большинстве случаев причинами осложнений являются:

- отсутствие информации об условиях бурения и/или недостаточный учет на стадии проектирования геологического строения района работ;
- несоблюдение проекта на бурение, нарушение режимных параметров (в связи с несогласованным изменением технологии бурения или вследствие отсутствия необходимого оборудования).

Прихваты являются одним из наиболее распространенных и одновременно тяжелых видов осложнений, встречаемых в ходе бурения скважин различного типа.

По степени тяжести последствий прихваты бурового инструмента могут быть классифицированы по следующим видам: без потери циркуляции, с ее потерей, а также прихваты, переходящие в аварии.

По типу причин возникновения выделяют также три ключевых вида: геологические (обусловленные геологическими характеристиками и особенностями местности, являются единственным неустраняемым типом причин прихвата), технологические (вызванные нарушениями технологий или режимов работы) и организационные (включающие все возможные виды влияния человеческого фактора при организации работ).

Исторически разделяют прихваты, на обусловленные механическим взаимодействием, и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

В соответствии с действующими нормативными документами для решения задачи своевременного обнаружения и предупреждения осложнений и аварий при проведении ГТИ используются следующие датчики.

*Датчик уровня бурового раствора* используется для расчета объема раствора в каждой емкости и суммарного объема в емкостях.

Непрерывно замеряются уровни: в рабочих емкостях (от 2 до 6); в доливочной емкости; в емкости под виброситом.

Принципы измерения: по перемещению поплавка; дифманометрический; ультразвуковой. Единица измерения - м. Диапазоны измерения - 0 - 2,0 м; 0 - 5,0 м. Погрешность - не хуже  $\pm 1,0\%$ . Разрешение - не хуже 0,01 м.

*Датчик расхода бурового раствора на входе* измеряет объемный расход бурового раствора, нагнетаемого в скважине.

Методы измерения: измерение расхода ультразвуковым накладным расходомером в нагнетательной линии высокого давления (без врезки). Единица измерения - л/с. Диапазон измерений - 0 - 60 л/с. Погрешность - не хуже  $\pm 2,5\%$ . Разрешение - 1 л/с.

*Датчик расхода бурового раствора на выходе (индикатор)*. Метод измерения: расходомер-уровнемер поплавкового типа с регистрацией угла поворота оси подвеса. Устанавливается в выкидной линии (желобе) на выходе из скважины. Единица измерения - %. Диапазон измерений - 0 - 100%. Данный тип расходомера калибруется от расхода на входе.

*Датчик давления бурового раствора в нагнетательной линии* для измерения давления бурового раствора в нагнетательной линии (независимо от собственной системы измерения давления на буровой установке). Единица измерения - МПа. Диапазон измерений - 0-25, 0-40 МПа. Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ . Разрешение - не хуже 0,1 МПа.

*Датчик давления бурового раствора в обсадной колонне* (затрубное давление) измеряет давление в колонне при закрытом превенторе. Единица измерения - МПа. Диапазон измерений - 0 - 100 МПа. Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ . Разрешение - 0,25 МПа.

*Датчик плотности бурового раствора на входе в скважину*. Метод измерения - в приемной емкости вблизи всасывающих патрубков и в

нагнетательной линии насосов. Единица измерения -  $\text{г/см}^3$ . Диапазон измерений - 0,8 - 2,5  $\text{г/см}^3$ . Погрешность -  $\pm 1\%$ . Разрешение - 0,01  $\text{г/см}^3$ . Принципы измерения в приемной емкости: дифманометрический; вибрационный; весовой.

Принцип измерения в нагнетательной линии – радиоактивный (гамма-плотномер).

*Датчик плотности бурового раствора на выходе из скважины.* Метод измерения - в выходящем потоке до контакта с атмосферой и в желобе до вибросита. Единица измерения -  $\text{г/см}^3$ . Диапазон измерений - 0,8 - 2,5  $\text{г/см}^3$ . Погрешность -  $\pm 1\%$ . Разрешение - 0,01  $\text{г/см}^3$ .

Принципы измерения в выходящем потоке до контакта с атмосферой: дифманометрический; радиоактивный. Принципы измерения в желобе: дифманометрический; вибрационный; весовой.

*Датчик температуры бурового раствора.* Температура бурового раствора измеряется на входе в скважину в приемных емкостях буровых насосов и на выходе из скважины на участке выкидной трубы (желоба) от устья до вибросита. Единица измерения -  $^{\circ}\text{C}$ . Диапазон измерений - 0 - 100  $^{\circ}\text{C}$ . Погрешность измерений - не хуже  $\pm 1\%$ . Разрешение - 0,2  $^{\circ}\text{C}$ . Постоянная времени: на входе - до 15с; на выходе - до 2 с.

*Датчик вращающего момента на роторе.* Методы измерения: усилие, передаваемое ротором подротормному основанию (для буровых с дизельным приводом); сила тока приводного электродвигателя (для буровых установок с электроприводом). Единица измерения -  $\text{тс}\cdot\text{м}$ . Диапазон измерений - 0 - 5,0  $\text{тс}\cdot\text{м}$ . Погрешность измерений - не хуже  $\pm 2,5\%$ . Разрешение - 0,2  $\text{тс}\cdot\text{м}$ . Принципы измерения: датчик давления или тензодатчик для измерения натяжения приводной цепи; эффект Холла для измерения величины тока.

*Счетчик ходов насоса* измеряет числа ходов в минуту для каждого насоса и получение входных данных для расчета производительности насоса. Единица измерения - ход/мин. Диапазон измерений - 0 - 200 ход/мин. Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ . Разрешение - 1 ход/мин.

*Датчик электропроводности бурового раствора на входе и выходе скважины.* Единица измерения - Ом·м. Диапазон измерений - 0 - 10 Ом·м. Погрешность измерений - не хуже  $\pm 2,5\%$ . Разрешение - 0,1 Ом·м.

*Датчик объемного газосодержания раствора (индикатор).* Измерение содержания любого свободного газа (включая воздух) в буровом растворе, выходящем из скважины. Метод измерения - акустический, принцип действия - поглощение ультразвука между излучателем и приемником, погруженными в буровой раствор. Единица измерения - % объемные. Диапазон измерений - 0 - 20% объема. Разрешение - 0,1 % объема.

Исследования проводились в одной из скважин Алексеевского месторождения. Скважина наклонно-направленная с максимальным углом ствола 75 градусов. Проектные отложения – турнейские. Проектный забой 2446 м.

Бурение в интервале 2350-2411м велось 11.04.19г. компоновкой: долото  $\varnothing 215,9\text{мм}$  SVD616-X2 №1308- 0,28м; ВЗД ДР- 172,7,88ВБС №1947- 9,5м; ПК-178-0,40м; НУБТ-4,5м; БТС- 4,1м; НУБТ- 4,5м; переводник- 0,37м; переводник-0,43м; УБТ 165-35,05м; переводник-0,37м; СБТ-114-366,61м; переводник-0,35м; УБТ-165-17,52м; ясс 172-5,4м; УБТ-165-17,52м; переводник-0,39м; СБТ114-остальное.

Режимные параметры (ГТН/факт): давление 120-200/117-130атм; расход 35/29-30л/с; нагрузка на долото 6-12/9-15т; обороты ротора 28-31об/мин.

Параметры промывочной жидкости (ГТН/факт): плотность 1,10/1,11г/см<sup>3</sup>; вязкость 35-45/40сек; водоотдача 6/6см<sup>3</sup>/30мин.

С 06:09 до 07:15 во время бурения в интервале 2350-2356м зафиксированы параметры бурения: давление 116-126 атм; нагрузка на долото 8-14т; расход – 29-30 л/с (ГТН 30-35л/с); обороты 28-31об/мин.

С 07:15 до 08:39 проработка пробуренного интервала, с наращиванием инструмента.

С 08:39 до 09:32 велось бурение в интервале 2356-2366м. Режимные



параметры бурения: давление 116-130атм; нагрузка на долото 10-17т; расход 29-30л/с.

С 09:32 до 10:01 велась проработка пробуренного интервала (расход 29-30л/с, давление 109-113атм, вес на вира до 73т, вес на майна до 62т). В 10:00 отключение циркуляции. При повторном включении циркуляции в 10:12 потеря подвижности инструмента (расход 29-30л/сек, давление 108-112атм), увеличение веса в 10:23 до 101т, в 10:51 до 112т, при собственном весе на вира 73т.

В 11:17 при движении инструмента вниз резкое уменьшение веса на крюке до 0т с последующим возрастанием до 70т, при последующем движении вверх свободное хождение инструмента с весом на вира 71,2т. После чего приступили к расхаживанию инструмента с вращением при движении вверх до 71т, при движении вниз до 59т.

С 13:30 до 15:00 велось бурение в интервале 2366-2375,4м. Параметры бурения: давление на входе 117-124атм; нагрузка на долото 12-15т; расход 29-30л/с.

С 16:03 до 17:32 бурение в интервале 2375,4-2384,4м с проработкой пробуренных интервалов. Параметры бурения: давление на входе 112-122атм (ГТН 120-200атм); нагрузка на долото 11-14т; расход 29-30л/с.

С 18:27 до 20:04 бурение в интервале 2384,4-2394,8м с проработкой пробуренных интервалов. Параметры бурения: давление на входе 117-126атм (ГТН 120-200атм); нагрузка на долото 13-15т; расход 29-30л/с.

С 20:38 до 22:08 бурение в интервале 2394,8-2403,5м с проработкой пробуренных интервалов. Параметры бурения: давление на входе 119-125атм (ГТН 120-200атм); нагрузка на долото 10-15т; расход 29-30л/с.

С 22:55 11.04.19г. до 00:25 12.04.19г. бурение в интервале 2403,5-2411м. Параметры бурения: давление на входе 124-128атм (ГТН 120-200атм); нагрузка на долото 3-11т; расход 30-31л/с (ГТН 30-35л/с). С 00:25 до 01:04 велась проработка пробуренного интервала (расход 30-31л/с, давление 117-118атм, вес на вира до 97, вес на майна до 70т). В 01:04 отключение

циркуляции. После отключения циркуляции произведен спуск инструмента без вращения в интервале 2409,27-2409,72м, получена посадка 12-14т. После чего произвели подъем инструмента в интервале 2409,72-2408,96м без затяжек. С 01:06:30 до 01:07 произвели вращение инструмента, после этого подъем в интервале 2408,96-2408,24м, в процессе которого затяжка 22т. В интервале 2408,24-2409,45м спуск инструмента с вращением. Одновременно с запуском циркуляции с 01:09 подъем инструмента в интервале 2409,45-2408,24м, затяжки 22т. При попытках расхаживания (расход 29-30л/сек, давление 114-115атм) посадки/затяжки 20-40т. Произошла потеря подвижности инструмента.

С 01:10 12.04.19г. производилось расхаживание инструмента, работа яссом, заготовка нефтяной ванны. 15.04.19г. с 04:00 произвели отворот инструмента, подъем для смены положения ясса, в 21:00 установили нефтяную ванну. 16.04.19г. 00:00 произвели отворот бурильного инструмента, подъем с выбросом на мостки (подъем до глубины 1690м), в 18:30 сборка и спуск ловильного инструмента. В 9:30 18.04.19г. подъем аварийной компоновки. По факту подъема установлено, что в скважине осталось 444м КНБК. Далее работы ловильным инструментом. Результат отрицательный, принято решение о ликвидации ствола.

24.04.2019 с 0:00 подготовка к цементажу, установка ЦМ, разбуривание ЦМ. 27.04.2019 с 21:40 зарезка второго ствола.

По данным анализа шлама интервал прихвата представлен следующими породами: 80% известняки глинистые, светло-серые, коричневатые, скрыто- и мелкокристаллическими, слабой крепости, 20% аргиллиты темно-серые, серо-зеленоватые, алевритистые, слоистые, плотные, средней крепости.

08.05.2019 завершено углубление второго ствола. Бурение велось с периодической прокачкой ВУС, проработкой и промывкой прихватопасного интервала.

Таким образом, аварийные работы по ликвидации прихвата и бурению

второго ствола заняли 27 суток.

Вероятной причиной прихвата стала неустойчивость ствола скважины в интервале вскрытия бобриковских отложений, представленных в основном аргиллитами. Возникновению прихвата способствовали как недостаточная промывка скважины – фактический литраж 30 л/с при проектном 35 л/с, так и предположительно недостаточные ингибирующие свойства бурового раствора.

**Заключение.** Современный специалист сопровождения бурения нефтяных и газовых скважин должен обладать знаниями и умениями своевременно, максимально оперативно выявлять и доводить до буровой бригады первые признаки начинающегося осложнения, так как при соблюдении технологических требований и условий технического проекта все осложнения преодолимы известными приемами и методами.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты.

Ситуация усугубляется тем, что осложнение в виде прихвата зачастую переходит в аварию в виде слома или невозможности извлечения инструмента из скважины, что в свою очередь приводит к огромным материальным, временным и трудовым затратам.

В данном случае на ликвидацию последствий прихвата было затрачено 27 суток при плановой продолжительности строительства скважины 60 суток. При получении первых затяжек и посадок следовало выполнить проработку и промывку скважину, прокачать пачку ВУС, выйти на требуемый режим производительности насосов. Соблюдение этих требований позволило успешно пробурить второй ствол.

Таким образом, эффективность бурения скважины, в первую очередь, зависит от своевременного применения мероприятий по предупреждению возможных осложнений. Аварийную ситуацию легче предупредить, чем потом ликвидировать.