

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

Кафедра геофизики

**«Прогноз газонефтеводопроявлений в процессе бурения на примере
Милютинского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Скопенко Алексея Васильевича

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 2019

Введение. Решение проблемы выявления и предотвращения осложнений и предаварийных условий, образующихся при бурении скважин, возможно только с применением данных, получаемой напрямую в ходе бурения в режиме настоящего времени. Единственным источником информации предоставляющим такую возможность являются геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения (ГТИ).

Геолого-технологические исследование, ГТИ скважин в ходе бурения – считаются объединением 3-х независимых направлений, существовавших вплоть до возникновения ГТИ – газового каротажа, экспрессных петрофизических изучений, информационно-измерительных систем (ИИС) с целью контролирования хода бурения , предназначенных для реализации контроля за состоянием скважины в абсолютно всех стадиях ее постройки и ввода в использование с целью исследования геологического разреза, достижения значительных технико-экономических характеристик, а кроме того предоставления выполнения природозащитных условий. Геолого-технологические исследования ведутся напрямую в ходе бурения скважины, в отсутствии простоя в работе буровой бригады и бурового оснащения; решают комплекс геологических и технологических вопросов, нацеленных на эксплуатационное акцентирование в разрезе пробуривающийся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, исследование их фильтрационно-ёмкостных качеств и характера насыщения, оптимизация отбора керна, экспрессная опробование и исследование способами ГИС выделенных объектов, предоставление безаварийной проводки скважин и оптимизация режима бурения.

В настоящей работе рассмотрена совокупность методов технологических исследований, нацеленных на приобретение данных о процессе бурения и о процессах, совершающихся в скважине и пласте, и применение этих данных с целью безаварийной и рациональной проводки скважин. Важнейшая задача геолого-технологических исследований представляет собой предупреждение выбросов пластового флюида, приводящих к значительным осложнениям

процесса бурения и требующих существенных материальных и временных расходов на их устранение.

Целью настоящей работы является рассмотрение причин и признаков возникновения газонефтеводопроявлений, а также предупреждения ГНВП в процессе бурения скважины с использованием данных ГТИ в условиях Милютинского месторождения республики Удмуртии.

Для достижения цели работы в условиях Милютинского месторождения автором при написании поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическое строение района работ;
- изучить методику проведения ГТИ, направленные на предупреждение газонефтеводопроявлений (ГНВП) в процесс бурения скважин.;
- на основании изученного материала выделить главные реперные горизонты и дать характеристику коллекторских свойств потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении объектов.

Отдельная благодарность выражается ООО «Нефтегазсервис Саратов», в котором автор проходил производственную практику, за предоставленный материал.

Основное содержание работы. В первом разделе, геолого-геофизическая характеристика района работ, приводятся сведения о территории. В административном отношении район работ расположен в центральной части Удмуртской Республики на территории Якшур-Бодьинского, Игринского и Шарканского районов, в 50-70 км от г. Ижевска. По характеру рельефа район работ представляет собой слабо приподнятую равнину с небольшими увалами и отдельными холмами. Средние отметки возвышенностей +200-250 м. Гидрографическая сеть района представлена большим количеством рек и речек. Основными реками являются Лоза с правыми притоками Итой и Нязью и Вотка с притоками Сяськшур, Сюэри. Милютинское месторождение нефти и газа открыто в 1962 году с помощью сейсмических методов исследований. В

геологическом строении территория района работ представлена породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Фундамент не вскрыт. В тектоническом отношении по отложениям фундамента площадь месторождения расположена в северо-западной части Калтасинского авлакогена. Породы кристаллические фундамента в пределах месторождения не вскрыты. В нефтегазоносном отношении район работ расположен в пределах Милютинского поднятия. Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях верейского горизонта (пласты В-II, В-IIIa, В-IIIб), башкирского яруса среднего карбона (пласты А4-0+1-А4-8), терригенные пласты тульского (С-I, С-III, С-IV), бобриковского (С-V-С-VI и С-VI) горизонтов визейского яруса и карбонатные пласты (Сt-IV, Сt-V) турнейского яруса нижнего карбона. В настоящей работе основное внимание уделено верейскому горизонту и башкирскому ярусу.

Во втором разделе, методика выполнения работ, рассмотрены общие сведения о ГТИ и бурении нефтегазовых скважин, а основное внимание уделено осложнениям возникающим при бурении, в частности газонефтеводопроявлениям.

По типу задач ГТИ подразделяются на оперативные, решаемые в реальном времени, и статистические, решаемые как правило, после окончания операции бурения скважины. Оперативные задачи имеют в своей основе алгоритмы на базе аналитических выражений (формул), а статистические, как правило, носят вероятный характер. По способу привязки получаемой информации методы ГТИ подразделяются на методы с мгновенной привязкой информации к разрезу и методы с задержкой информации на величину отставания промывочной жидкости и шлама. По целевому назначению основные задачи ГТИ удобнее всего разбить на несколько классов: геологические, технологические, информационные, диагностические, планово-экономические, научно-исследовательские.

Бурение - сложный и трудоемкий процесс сооружения горной выработки цилиндрической формы (скважины) путем разрушения горных пород на забое и извлечения продуктов разрушения на поверхность. Процесс бурения скважины состоит из углубления скважины посредством разрушения горных пород буровым инструментом, удаления выбуренной породы из скважины, крепления ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами, проведения комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов, спуск на проектную глубину и цементирование последней (эксплуатационной) колонны. Бурение по характеру воздействия на горные породы подразделяются на механическое, термическое, физико-химическое и другие.

Осложнения при бурении являются одним из важнейших моментов работы партии ГТИ, ведь именно ГТИ, как правило, первыми их замечают и сообщают всем сотрудникам буровой установки об их появлениях. Поэтому нужно знать какие существуют осложнения и как с ними бороться. Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: разрушение стенок скважины; поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов; пластовые флюидопроявления(ГНВП); прихваты колонн бурильных и обсадных труб.

Важнейшая задача геолого-технологических исследований представляет собой предупреждение выбросов пластового флюида, приводящих к значительным осложнениям процесса бурения и требующих существенных материальных и временных расходов на их устранение.

Газонефтеводопроявления (ГНВП) это самопроизвольный излив бурового раствора или пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) различной интенсивности (переливы, выбросы, фонтаны) через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству, заколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны), не предусмотренный технологией работ при бурении, освоении или

ремонте скважин. Основной причиной возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением в скважине. Едиными правилами безопасности предусмотрено превышение гидростатического давления в скважине ΔP над пластовым давлением $P_{пл}$ в следующих пределах: для скважин глубиной до 1200 м $\Delta P = 10\% P_{пл}$, но не более 1,5 МПа; для скважин глубиной от 1200 м $\Delta P = 5\% P_{пл}$, но не более 2,5-3,0 Мпа. Давление в скважине может оказаться меньше пластового по следующим причинам: ошибки в определении пластового давления и глубины залегания продуктивного горизонта на стадии проектирования; снижение плотности бурового раствора из-за поступления флюида в скважину и при длительных остановках; недолив скважины при подъеме инструмента; эффект «поршневания» при подъеме инструмента; поглощение бурового раствора при высоких скоростях спуска инструмента; при неправильной установке жидкостных ванн. Вместе с тем, ГНВП могут возникнуть и в случае, если давление в скважине больше пластового. Это возможно в результате: выделения флюида из выбуренной и осыпавшейся породы; гравитационного замещения; капиллярных сил; диффузии и осмоса; контракции, фильтрации. Эти процессы, без сомнения, происходят и в случае, если давление в скважине ниже пластового, но они имеют подчиненное значение и опасны только при длительных остановках в процессе бурения при загерметизированном устье скважины.

Особую опасность с точки зрения возникновения ГНВП представляют пласты с аномально высоким пластовым давлением. Нормальное пластовое давление равно гидростатическому давлению воды на данной глубине. Возникновение пластов с АВПД объясняется геологическими процессами, происходящими после формирования залежи углеводородов (денудация, подвижки в земной коре).

Основной причиной ГНВП является поступление газа в скважину, в связи с этим необходимо рассмотреть поведение газа в буровом растворе. Природа

газирования раствора изучена недостаточно, однако установлено, что поступающий в скважину газ может находиться в следующих состояниях:

растворенным в буровом растворе; в виде пузырьков, неподвижных относительно раствора; в виде всплывающих пузырьков; в виде пузырей, соизмеримых по размерам с каналом движения (скважина, труба, кольцевое пространство) – снарядный режим всплытия; кольцевой режим, когда газ занимает все сечение канала движения. Природный газ достаточно легко растворяется в буровом растворе, причем растворимость тем выше, чем больше давление и температура (при $P = 5$ МПа и $t = 60^\circ \text{C}$ растворяется $0,9 \text{ м}^3$ газа в 1 м^3 воды, а при $P = 50$ МПа и $t = 200^\circ \text{C}$ – $11 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Плотность раствора при этом практически не меняется.

Безаварийная проводка скважин возможна только при раннем обнаружении зон АВПД. Глинистые породы, перекрывающие залежи углеводородов, как известно, имеют высокую пористость, но низкую проницаемость. При высоких пластовых давлениях флюид за длительное время проникает в поры этих пород, образуя так называемые «ореолы вторжения». В процессе бурения таких интервалов по ряду признаков, наблюдаемых на поверхности, возможно с достаточной уверенностью говорить о приближении скважины к залежам с АВПД и принимать соответствующие решения по предупреждению проявлений. На практике известно 14 способов установления АВПД в процессе бурения. К ним относятся: механическая скорость бурения; d - экспонента; крутящий момент; нагрузка на долото; давление раствора на стояке; уровень раствора в приемных емкостях; расход раствора; количество шлама на выбросе и его вид; газосодержание раствора; сужение ствола; содержание хлоридов в фильтрате; плотность глин; электросопротивление частиц шлама. Следует отметить, что наличие двух – трех из этих признаков зачастую бывают достаточным для предсказания АВПД. Из всех перечисленных признаков рассмотрим наиболее информативные и не требующие специального оборудования для их определения. Как известно, механическая скорость бурения

зависит от величины дифференциального давления. С его ростом шлам «прижимается» к забою, необходимо его переизмельчение. При бурении глинистых пород «ореола вторжения» дифференциальное давление равно 0, или может стать даже отрицательным, а это приведет к резкому возрастанию механической скорости бурения. В некоторых случаях она возрастает в несколько раз на интервале в 10 м. Это явление называется «скачок проходки». Однако в процессе бурения механическая скорость $V_{\text{мех}}$ меняется в связи с тем, что меняются режимные параметры. Их изменение может быть скомпенсировано нормализацией механической скорости.

Глинистые породы «ореола вторжения» имеют повышенную способность к пластическому течению. Они выжимаются в скважину, что приводит к сужению ствола и, как следствие, к возрастанию крутящего момента на роторе, увеличению нагрузки на крюке при подъеме инструмента и к снижению - при спуске. При поступлении флюида в скважину, плотность которого, как правило, ниже плотности раствора, давление на стояке снижается, однако при высоком пластовом давлении и большой продуктивности пласта давление на стояке возрастает.

Поступление флюида в скважину приводит к увеличению объема циркулирующего раствора, что отмечается увеличением расхода на устье, повышением уровня раствора в приемных емкостях. Это является наиболее ранним признаком проявления.

Увеличение механической скорости бурения приводит к увеличению количества шлама, размеры его частиц увеличиваются, так как не происходит его переизмельчения. Количество шлама увеличивается также за счет отколовшейся породы от стенок скважины под действием порового давления. Этот шлам имеет остроугольную форму, в то время как обычный шлам округлый.

Газ в раствор поступает из выбуренной породы независимо от порового давления, и при выходе на поверхность раствор начинает газировать («кипит»).

Наличие газа приводит к снижению плотности раствора. Информативность этих признаков достаточно высока.

Основные мероприятия по предупреждению ГНВП сводятся к следующим: установка противовыбросового оборудования (ПВО); проверка работоспособности ПВО раз в сутки; установка автоматической газокаротажной станции (АГКС); установка в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана; учебные тревоги раз в месяц; наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины; контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях); при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН; выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента; снижение скорости спуско-подъемных операций; долив скважины при подъеме инструмента, если объем долива сокращается, то подъем необходимо прекратить, скважину промыть; при появлении признаков проявлений при поднятом инструменте, необходимо начать спуск его на максимально возможную глубину; при вынужденных остановках колонна бурильных труб должна быть поднята до башмака обсадной колонны, и раз в сутки должна опускаться до забоя для промывки скважины. Большинство из этих мероприятий очевидно и пояснений не требует, поэтому остановимся только на некоторых из них.

Буровой раствор, находящийся в запасных емкостях, раз в 7-10 дней перемешивается и производится контроль всех его параметров с доведением до требуемых.

В процессе бурения необходимо следить за уровнем раствора в приемных емкостях, и при его повышении принимать соответствующие меры. Для повышения точности уровнемеров, выдающих световой и звуковой сигналы, необходимо уменьшить площадь зеркала приемных емкостей.

Плотность и вязкость раствора при разбуривании газовых горизонтов контролируется через 10-15 мин, а СНС, водоотдача и температура – через час.

Допустимые колебания плотности составляет $0,02 \text{ г/см}^3$ при плотности до $1,45 \text{ г/см}^3$ и $0,03 \text{ г/см}^3$ при большей плотности.

При большой скорости подъема инструмента имеет место эффект «поршневания», особенно при больших значениях СНС и вязкости раствора, и, как следствие, снижение давления на забое, что приводит к поступлению флюида в скважину. При большой скорости спуска может произойти поглощение бурового раствора, а в результате – снижение гидростатического давления в скважине. Такие колебания давления могут быть особенно значительны при наличии сальников.

Долив скважины предпочтительнее производить не непрерывно, а периодически после подъема определенного числа свечей. Это позволяет более точно контролировать объем доливаемой жидкости.

При спуске инструмента необходимо контролировать объем вытесняемого из скважины раствора, и если он больше объема опущенных труб, то это свидетельствует о поступлении флюида в скважину.

При длительных остановках процесса бурения флюид в скважину поступает в основном за счет гравитационного замещения, капиллярных сил, диффузии. При высоких тиксотропных свойствах раствора происходит «зависание» его в стволе, а в призабойной зоне за счет ухода фильтрата в продуктивный пласт гидростатическое давление снижается. В результате флюид начинает поступать в скважину, что может привести к проявлению. Во избежание этого необходимо периодическое прокачивание раствора по скважине.

В третьем разделе, результаты работ, приводятся результаты проведенного исследования.

Используя вышеперечисленные методические и практические приемы, а также априорную информацию по соседним скважинам, при решении

геологических задач были выделены основные реперные горизонты и дана характеристика коллекторских свойств потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении объектов, вскрытых скважиной.

Выявленные перспективные пласты:

Интервалы 1423 - 1430м; 1445 - 1448м; 1450 - 1454м; приурочены к вскрытию карбонатных коллекторов верейского возраста, насыщенных нефтью. При проходке бурение отмечены следующие признаки продуктивности: увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,1113 - 1,3327 % абс, повышение удельного газосодержания образцов шлама 0,45 - 2,75см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

Интервал 1534 - 1546м: приурочен к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского возраста, насыщенных нефтью. При проходке бурение отмечены следующие признаки продуктивности: увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,0235 - 0,9158 % абс, повышение удельного газосодержания образцов шлама 0,12 - 1,41см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды; 3 балла, бело-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Интервалы 1705 - 1743,8м; 1760,5 - 1924,5м; 1940,7 - 1952,7м: приурочены к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского возраста, насыщенных нефтью. При проходке бурение отмечены следующие признаки продуктивности: увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,0044 - 1,0193 % абс, повышение удельного газосодержания образцов шлама 0,01 - 0,88см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, бело-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Закключение. Геолого-технологические исследования в ходе бурения скважин в условиях Милютинского месторождения дают возможность успешно разрешать комплекс прогнозных геолого-геофизических задач и предотвращать газонефтеводопроявления, обусловленные притоком пластового флюида в скважину.

Задача предотвращения выбросов пластового флюида в процессе бурения заключалась в своевременном обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления. Разрешение этой задачи базировалось в познании определенных теоретических предпосылках и фактическом мастерстве их осуществлении. При решении задачи были выделены потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении объекты на основе следующих признаков продуктивности: увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости от 0,0235 до 1,3327 % абс, повышение удельного газосодержания образцов шлама от 0,01 до 2,75 см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама составляла 3-4 балла, желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянистых битумоидов.

Указанная задача пересекается с проблемой оценки характера насыщения пластов-коллекторов, таким образом равно как с одной стороны, одним из ожидаемых результатов бурения считается приобретение притока углеводородов, с другой стороны, важно не допустить неуправляемое газонефтеводопроявление, грозящее основательными финансово-временными и экологическими потерями.

В результате выполненных исследований автором выделены следующие перспективные в нефтегазоносном отношении карбонатные пласты верейского и башкирского возраста в интервалах глубин: 1560,7-1579,3м; 1599,5-1608,1м; 1614,7-1621м. Было произведено сопоставление полученных данных с данными ГИС, в результате которого подтверждаемость результатов составила 90%.