

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ
В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МЕТОДОВ ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического факультета
Коршикова Николая Анатольевича

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 2016

ВВЕДЕНИЕ

При проведении геолого-технологических исследований скважин (ГТИ) решается комплекс геологических, технологических и информационных задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик и характера насыщения, оптимизацию интервалов отбора керна, описание образцов керна и результатов ИПТ, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

В настоящей работе рассмотрен комплекс методов технологических исследований, направленных на получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийной и рациональной проводки скважин.

Одной из важнейших задач ГТИ в этой части является предупреждение выбросов пластового флюида, приводящих к серьезным осложнениям процесса бурения и требующих значительных материальных и временных затрат на их ликвидацию.

Целью настоящей работы является выявление критериев ранней диагностики и предотвращения выбросов пластового флюида и бурового раствора с использованием данных ГТИ применительно к геологическим условиям дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ).

Для достижения поставленной цели автором при написании работы поставлены следующие задачи: изучить соответствующую профильную литературу; изучить геологическое строение района работ; освоить методические приёмы проведения ГТИ, направленные на предупреждение газонефтеводопроявлений (ГНВП) в процесс бурения скважин.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первом разделе, **геолого-геофизическая характеристика района работ**, приводятся сведения о территории исследований. В административном отношении район работ расположен на территории Озинского района Саратовской области. Территория района относится к дальнему Саратовскому Заволжью.

Планомерное, целенаправленное и комплексное изучение строения дальнего Саратовского Заволжья, началось в конце 60-х годов с развитием и внедрением сейсмических методов исследований. Территория недостаточно изучена поисково-разведочным бурением.

В геологическом строении территории района работ принимают участие отложения архейской акротемы, девонской, каменноугольной, пермской систем палеозойской эратемы, неогеновой и четвертичной систем кайнозойской эратемы. В разрезе отсутствуют отложения триасовой, юрской, меловой и палеогеновой систем. Мощность осадочного чехла составляет около 4 км.

В тектоническом отношении район работ расположен в южной части Волго-Уральской антеклизы, в зоне сочленения Клинцовской вершины Пугачевского свода и Бузулукской впадины.

При общем погружении на юг к Прикаспийской впадине, поверхность фундамента имеет ярко выраженное блоковое строение, что обусловило наличие сложного тектонического плана по поверхности “терригенного” комплекса девонской системы. На этом стратиграфическом уровне отчетливо выражены тектонические элементы более низкого порядка: Клинцовская вершина, Карповский вал, Камелик-Чаганская система дислокаций, Иргизский и Перелюбский прогибы. Выше лежащие терригенно-карбонатные отложения верхнедевонско-нижнекаменноугольного комплекса выполняют роль толщи компенсации, что обеспечивает погребенный характер сложной тектоники эмско-среднефранского структурно-тектонического этажа.

В нефтегазоносном отношении район работ расположен в пределах Бузулукской и Жигулевско-Пугачевской нефтегазоносных областей Волго-

Уральской нефтегазоносной провинции.

На территории Волго-Уральской провинции выделяется шесть нефтегазоносных комплексов: нижнедевонско-нижнефранский; среднефранско-турнейский; визейский; верхневизейско-башкирский; верейско-мелекесский; нижнемосковско-нижнепермский.

На территории Пугачевского свода и в зоне сочленения Пугачевского свода и Бузулукской впадины промышленная нефтегазоносность установлена в пяти первых комплексах. Открыты месторождения УВС Южно-Первомайское, Камелик-Первомайское, Западно-Степное и другие.

Во втором разделе, **методика работ**, рассмотрены причины и признаки возникновения ГНВП и методы его диагностики.

Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения конкретной скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации.

Для решения поставленной задачи должны быть выявлены и оценены следующие ситуации, которые могут возникнуть в процессе проводки скважины: наличие пластового флюида (пачки газированного раствора) в скважине; выход на поверхность пачки газированного раствора; вскрытие проявляющего интервала; приток в процессе бурения; подъем инструмента со свабированием; приток при СПО; вскрытие зон АВПД.

Пластовый флюид из пласта в скважину может поступать как при давлении в скважине ниже пластового, так и при положительном дифференциальном давлении.

Самым ранним признаком поступления пластового флюида из пласта в скважину при наличии циркуляции является **изменение давления бурового раствора на входе**. Продвижение пачки газированного раствора от пласта к устью по кольцевому пространству скважины сопровождается плавным снижением давления, отмечаемым только тогда, когда газ начинает переходить из жидкого в газообразное состояние.

Визуально это снижение отмечается только при значительных объемах пачки. Подход газовой пачки к устью характеризуется довольно резким

падением давления. Это падение давления достигает максимальной величины при попадании облегченного газированного раствора в буровой насос.

Вторым по оперативности признаком поступления пластового флюида является **объем или уровень раствора в емкостях**. Повышение его начинается при подходе пачки газированного раствора к устью, когда увеличение объема этой пачки из-за расширения газа становится значительным. Максимальная величина объема наблюдается в момент выхода пачки на поверхность, затем объем может снижаться. Скорость потока бурового раствора на выходе в связи с невысокой чувствительностью индикатора потока однозначно указывает лишь на момент выхода пачки из затрубья. Значительный объем и газонасыщенность пачки дают высокоамплитудные колебания на кривой потока на фоне общего увеличения, малые по объему и газонасыщению пачки могут быть не зарегистрированы на кривых потока и уровня бурового раствора.

Безусловные признаки газирования бурового раствора - это **повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины**.

Оба эти признака появляются при выходе пачки из затрубья. Характерным признаком газирования раствора является также **снижение температуры бурового раствора на выходе из скважины или снижение темпа ее повышения при выходе газированной пачки на поверхность**.

Присутствие газированных пачек бурового раствора в скважине, отличающихся повышением газосодержания раствора и снижением его плотности при выходе на поверхность, но не дающих повышения объема в емкости - это не аварийная ситуация, и она не требует принятия немедленных мер по ликвидации проявления и утяжеления раствора, хотя и является настораживающим фактором и требует усиления контроля за поведением скважины в процессе ее углубления.

Стабильное превышение пластового давления над давлением в скважине создает условия для непрерывного поступления пластового флюида в буровой раствор.

Обнаружить и оценить приток пластового флюида можно по тем же признакам, по которым обнаруживается присутствие газированных пачек

раствора в скважине, но описанные выше признаки носят явно выраженный и более однозначный характер. Безусловные признаки притока - непрерывное увеличение уровня раствора в емкостях и движение раствора в желобах при выключенной циркуляции.

Если приток обусловлен вскрытием пласта с давлением, превышающим давление в скважине, то одновременно (или несколько раньше) с описанными признакам наблюдаются резкое повышение механической скорости проходки, характерное для вскрытия любого коллектора, и изменение крутящего момента на роторе.

При раннем обнаружении и диагностике газонефтеводопроявления (ГНВП) следует различать штатные и аварийные ситуации: во время подъема бурового инструмента отмечены кратковременные периодические небольшие значения расхода на выходе, что свидетельствует, как правило, о доливе бурового раствора в скважину; на определенной глубине инструмента замечается постепенный рост расхода на выходе без циркуляции, является признаком возможного ГНВП; при одинаковом расходе на входе бурового раствора замечено резкое изменение расхода на выходе, в данном случае увеличение, что является дополнительным признаком ГНВП; замечено изменение объема бурового раствора, в данном случае увеличение, и/или изменение расхода на выходе, в данном случае увеличение, что является признаком ГНВП; замечено одновременно резкое изменение объема бурового раствора, в данном случае увеличение, резкое изменение расхода на выходе, в данном случае увеличение, а также увеличение газопоказаний, что также является признаком ГНВП.

Вид пластового флюида (нефть, газ, вода), поступающего в скважину, можно определить по ряду косвенных признаков при подходе пачки к устью и выходе ее из затрубья. Плавное и непрерывное изменение параметров (снижение давления, увеличение уровня в емкости, снижение плотности и повышение газосодержания раствора на выходе, увеличение потока) свидетельствует о поступлении жидкого флюида (нефти или воды). Газирование раствора дает нестабильную, но более яркую картину всех

аномалий, и на всех кривых на фоне описанных изменений наблюдаются колебания. Особенно ярко эти колебания выражены на кривых потока (запись напоминает пилообразную кривую с широкой амплитудой) и плотности (разброс значений в больших пределах) при выходе газа на поверхность. Снижение температуры раствора на выходе или темпа ее повышения характерно только для выхода газовых пачек, чистый жидкий флюид дает рост температуры.

Выход на поверхность нефти и газа повышает удельное электрическое сопротивление раствора, а поступление минерализованной пластовой (особенно высокоминерализованной) воды дает противоположную картину.

Интенсивность притока, как и объем, служит характеристикой начавшегося проявления и позволяет прогнозировать объем притока через заданное время. Обе эти величины находятся на контроле оператора-технолога до ликвидации проявления и сообщаются буровой бригаде.

На поступление пластового флюида в ствол скважины **в процессе спуско-подъемных** операций указывает уменьшение объема доливаемого в скважину бурового раствора против объема металла извлекаемых из скважины труб. При подъеме УБТ долив должен производиться после подъема каждой свечи. Контроль за доливом осуществляется путем сравнения фактического и расчетного объемов долива. Для этого в процессе подъема оператором заполняется карта долива скважины. Фактический долив определяется при доливе скважины насосом как снижение объема раствора в рабочей емкости за время данного долива, а при непрерывном доливе из доливочной емкости - как снижение объема в доливочной емкости за время подъема очередного количества (1,5, 10) свечей.

Баланс каждого долива определяется как разница между расчетным и фактическим доливом, общий баланс - как алгебраическая сумма балансов каждого долива. Выход раствора в желоба при заполнении скважины отмечается знаком «+», невыход - знаком «-». При появлении положительного баланса долива, превышающего нормальное отклонение объема, или повторного положительного баланса в пределах нормального отклонения

сообщается величина этого баланса, а также величина общего баланса объема к данному времени. В этом случае, как правило, прекращают подъем и проверяют наличие перелива раствора из устья. При наличии перелива оценивается (по возможности) его объем и интенсивность.

Для решения задачи предупреждения ГНВП используются следующие датчики: датчик расхода бурового раствора на входе, датчик уровня бурового раствора, датчик расхода бурового раствора на выходе, датчик давления бурового раствора в нагнетательной линии, датчик давления бурового раствора в обсадной колонне, датчик плотности бурового раствора на входе в скважину, датчик плотности бурового раствора на выходе из скважины, датчик температуры бурового раствора, счетчик ходов насоса, датчик электропроводности бурового раствора на входе и выходе скважины, датчик объемного газосодержания раствора (индикатор).

В разделе 3, **результаты работ**, приводятся результаты проведенного исследования.

В процессе бурения непрерывно производился геолого-технологический контроль и регистрация проводимых буровых операций. С целью предотвращения аварийных ситуаций буровой бригаде в оперативной форме выдавались предупреждения и рекомендации.

При решении геологических задач были определены основные реперные горизонты и проведена оценка характера насыщения потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении объектов, вскрытых скважиной. Бурением установлены значительные несоответствия между предполагаемым и фактическим разрезом в части живетско-франских отложений - выявлена мощная продуктивная толща песчаников в тимано-пашийских отложениях.

Выявлены перспективные пласты:

3457,4-3475м, 3478-3481м нефтенасыщенный песчаник. При проходке бурением отмечены следующие признаки продуктивности: 13 кратное увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,021 - 0,29% абс; 35 кратное повышение удельного газосодержания шлама 0,2822 - 10,0832см³/дм³; люминесценция хлороформных

вытяжек шлама 4 балла, оранжево-коричневого цвета, что говорит о присутствии в породах смолистых битумоидов.

3500-3503 предположительно остаточный нефтенасыщенный песчаник. При проходке бурением отмечены следующие признаки: 10 кратное увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,02 - 0,2% абс; 7 кратное повышение удельного газосодержания шлама 1,4 - 10,0832см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянисто-смолянистых битумоидов.

3540-3541м, 3547-3548м предположительно остаточный нефтенасыщенный известняк. При проходке бурением отмечены следующие признаки: 12 кратное увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,0247 - 0,2972% абс; 20 кратное повышение удельного газосодержания шлама 10,0832см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, оранжево-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянисто-смолистых битумоидов.

3558-3559м известняк, характеризуемый как насыщенный водонефтяной эмульсией. При проходке бурением отмечены следующие признаки: 11 кратное увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,0138 - 0,1525% абс; 20 кратное повышение удельного газосодержания шлама 10,0832см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, оранжево-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянисто-смолистых битумоидов.

3577-3587м песчаник, характеризуемый как насыщенный водонефтяной эмульсией. При проходке бурением отмечены следующие признаки: 11 кратное увеличение уровня газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,0138 - 0,1525% абс; 20 кратное повышение удельного газосодержания шлама 10,0832см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3-4 балла, оранжево-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянисто-смолистых битумоидов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин в условиях ДСЗ позволяют успешно решать комплекс прогнозных геолого-геофизических задач и предотвращать газонефтеводопроявления, обусловленные притоком пластового флюида в скважину.

Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения конкретной скважины состояла в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации. Решение этой задачи основывалось на знании соответствующих теоретических предпосылках и практическом умении их реализации в специфических условиях буровой.

Указанная задача пересекается с задачей оценки характера насыщения пластов-коллекторов, так как с одной стороны, одним из ожидаемых результатов бурения является получение притока углеводородов, с другой стороны, важно не допустить неконтролируемое газонефтеводопроявление, грозящее серьезными финансово-временными и экологическими потерями.

В результате проведенных исследований автором получены следующие результаты: по комплексу признаков - общее содержание газа, компонентный состав газа, газонасыщенность шлама, показания люминисцентно-битуминологического анализа - выделены потенциально перспективные в нефтегазоносном отношении пласты в интервалах глубин 3457,4-3475; 3478-3481; 3500-3503; 3540-3541; 3547-3548; 3558-3559; 3577-3587; 3633-3643; проведена разбраковка выделенных пластов по потенциальной продуктивности; выполнено сопоставление полученных данных с данными ГИС, в результате которого подтверждаемость результатов составила 75%.