

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

Кафедра геофизики

**«Анализ аварийной ситуации при строительстве скважины
на примере Малиноовражного месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Савельева Виктора Олеговича

Научный руководитель

Ст. преподаватель

кафедры геофизики

подпись, дата

Е.П.Санникова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Аварии и осложнения в процессе бурения представляют серьезную проблему, с которой сталкиваются не только компании, занимающиеся бурением, но и компании-заказчики работ. Такие происшествия могут оказывать негативное влияние не только на экономику, но и на окружающую среду.

Одной из наиболее распространенных аварий при бурении является поглощение бурового раствора, которое возникает в результате недостаточной прочности стенок скважины или неправильной программы промывки. Поглощения приводят к экономическим потерям, экологическим (грифон). Более того, поглощения могут привести к обрушению стенок скважины или газонефтеводопроявлению.

Другой распространенной аварией является прихват колонны бурильных/обсадных труб. Это может быть связано с несоответствием фактических параметров раствора программным, нарушением технологии работ или пластичными, склонными к дестабилизации породами.

ГНВП – еще одно осложнение, с которым сталкиваются буровые компании. Оно приводит к несанкционированному выбросу газов и нефтепродуктов в окружающую среду, загрязнению почвы и водоемов, а также к серьезным экономическим потерям. Важно отметить, что такие последствия требуют длительного и сложного процесса восстановления контроля скважины, что влечет за собой значительные задержки в планировании буровых работ. Также главным фактором опасности при ГНВП является пожар.

В целом, аварии и осложнения в процессе бурения представляют серьезную угрозу для безопасности работников, окружающей среды и экономической стабильности в сфере строительства скважин. Поэтому необходимо постоянно совершенствовать технологии, строго соблюдать нормы безопасности и продолжать развивать меры предотвращения и оперативного реагирования на подобные ситуации. Только так мы сможем минимизировать риски и обеспечить устойчивую и безопасную работу в этой отрасли.

Целью работы является разработка мероприятий предотвращения поглощения и анализ произошедших инцидентов на скважинах Малиноовражного месторождения (Саратовская область). Мероприятия разработаны по программе разработки месторождения, справочникам по буровым растворам, плану мероприятий ликвидации аварии.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **задачи**:

- 1) проанализировать геологическое строение месторождения, выделить продуктивные пласты;
- 2) изучить текущее состояние месторождения;
- 3) выполнить анализ свойств и функций бурового раствора;
- 4) привести пример произошедшей аварии и разработать методику для предотвращения аналогичных.

Предметом исследования являются скважины Малиноовражного месторождения.

Практическая значимость результатов – готовый каркас действий, повышающий эффективность процесса строительства скважин в условиях месторождения.

Личным вкладом в исследование является анализ диаграмм ГТИ и скважинного отчета, выделение проблемных факторов производственного процесса, компиляция данных в единые мероприятия.

Работа состоит из следующих разделов:

- 1) Геологический раздел;
- 2) Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методы вскрытия пластов и освоение скважин;
- 3) Свойства и функции буровых растворов;
- 4) Анализ аварии, произошедшей на скважине 57327 Малиноовражного месторождения.

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геологический раздел»

Малиноовражное месторождение расположено на правом берегу р.Волги в пределах Татищевского района Саратовской области в 35 км к северу от г.Саратова. Связь с областным центром осуществляется по грунтовым дорогам. Крупным населенным пунктом района является п.г.т. Татищево. В 18 км юго-восточнее месторождения проходит железная дорога Саратов-Москва.

В тектоническом отношении месторождение находится в Волго-Уральской антеклизе Русской плиты. Оно приурочено к Саратовским дислокациям.

Малиноовражное поднятие приурочено к Хлебновскому валу юго-восточной части зоны Саратовских дислокаций. По кровле коллекторов кизеловско-черепетского горизонта структура представляет собой антиклинальную складку, вытянутую с северо-востока на юго-запад, асимметричного строения с крутым северо-западным крылом (5° - 6°) и пологим юго-восточным.

В геологическом строении Малиноовражного месторождения принимают участие породы протерозойской, палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

В результате опробования и исследования 32 скважин выявлена газонефтяная залежь в кизеловско-черепетских отложениях.

Коллекторами в кизеловско-черепетском горизонте являются известняки органогенно-обломочные, микрокристаллические, неравномерно кавернозные, выщелоченные, трещиноватые. Трещины и каверны заполнены кристаллическим кальцитом, редкие поры, размером 0,7 мм, выполнены черным окисленным битумом. В подошве коллекторы более уплотненные, глинистые, крепкие. Среди общей массы карбонатных коллекторов залегают глинистые, плотные известняки мощностью от 0,2 до 5 м.

Коллекторские свойства пласта довольно изменчивы по разрезу и в целом по залежи, что обусловлено неоднородностью цементации, непостоянством

вещественного состава, наличием трещин, каверн. Общие и эффективные толщины пласта хорошо выдержаны в центральной части структуры, сокращаясь в крыльевых частях.

Коллекторами в кизеловско-черепетском горизонте Малиноовражного месторождения служат известняки органогенно-обломочные, микрокристаллические, выщелаченные, трещиновато-пористые. Трещины заполнены кристаллическим кальцитом, редкие поры размером 0,7 мм заполнены черным окисленным битумом. В подошве коллекторы более уплотненные, глинистые, крепкие (что обусловлено, по-видимому, регрессивным их залеганием).

Коллекторы представлены пропластками толщиной от 0,5 м (скважина № 36) до 7,9 м (скважина № 21); их количество изменяется от 4 (скважины №№ 21, 28, 32) до 7 (скважины №№ 25, 26, 27, 41, 42).

Среди общей массы карбонатных коллекторов залегают глинистые плотные известняки толщиной 0,2-5,0 м. По диаграммам стандартного каротажа по всем скважинам, кроме скв. № 36, прослеживается 2 пропластка (А и В), разделенные пропластком плотного глинистого известняка. По данным опробования скважин эти пропластки гидродинамически не изолированы.

Покрышкой залежи служат отложения тульского горизонта, представленные плотными глинами (серыми, темно-серыми до черных), слоистым плотным известняком, сильно пиритизированным и другими плотными породами.

В подошве продуктивного пласта залегают плотные плитчатые темно-серые глины, доломитизированные крепкие известняки кизеловско-черепетского и упинского возрастов, хорошо изолирующие нефтяную залежь.

По завершении бурения скважин проводился стандартный комплекс геофизических исследований, включающий гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК) и др. По их данным были определены положение водонефтяного контакта (ВНК= - 644,0 м), газонефтяного контакта (ГНК= - 625,0 м), положения контуров

нефтегазоносности (ВКН, ВКГ, ВнКН, ВнКГ), а также пористость и нефтегазонасыщенность.

Второй раздел «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методы вскрытия пластов и освоение скважин»

При разработке Малиноовражного месторождения основные технологические требования к ведению буровых работ можно сформулировать в виде следующего ранжированного по значимости перечня:

- соблюдение экологической безопасности ведения буровых работ;
- технологию строительства скважин необходимо подчинить основной идее – обеспечение расчетного притока нефти из скважины, для чего предусмотреть использование методов первичного и вторичного вскрытия предотвращающих загрязнение продуктивных пластов;

- при разработке технологий приводки скважины, применяющихся буровых растворов и крепления скважин, репрессия от гидростатического и гидродинамического давлений не должна превышать давления гидроразрыва «слабых» горных пород. Которые в разрезе Малиноовражного месторождения характеризуются значениями коэффициентов Пуассона ($0,2 \div 0,25$) и низкими величинами напряжений на разрыв;

- технология крепления обсадных колонн должна обеспечивать расчетную прочность, а также надежное разобщение пластов и недопущение разрыва сплошности цементного кольца по стволу скважины.

В целом буровой раствор определяется в качестве циркулирующей жидкости, используемой при бурении для выполнения различных операций, необходимых при буровых работах.

Третий раздел «Свойства и функции буровых растворов»

Буровые растворы представляют собой смеси природных и синтетических химических соединений и используются для охлаждения и смазки бурового долота, очистки забоя скважины, переноса шлама на поверхность, контроля пластового давления и передачи информации о скважине. Их разделяют на два основных типа: буровые растворы на водной

основе (WBM) и буровые растворы на нефтяной основе (OBM). Тип используемой жидкой основы зависит от потребностей бурения и пласта, а также от требований по утилизации жидкости после того, как она больше не нужна. Буровые растворы представляют собой особый класс буровых растворов, используемых для бурения большинства глубоких скважин.

Буровые растворы выполняют несколько дополнительных функций:

- Кольматирование стенок скважины;
- Создание давления опрессовок и активации пакерной оснастки;
- Предотвращение повреждения продуктивного пласта;
- Поддержание шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции.

Для выполнения своих основных функций буровые растворы должны обладать рядом желательных характеристик, которые значительно повышают эффективность бурения.

К ним относятся желаемые реологические свойства (пластическая вязкость, динамические и статические напряжения сдвигов, плотность, водоотдача, содержание твердой фазы и т.д.), предотвращение потери жидкости, стабильность при различных условиях эксплуатации по температуре и давлению, устойчивость к загрязняющим жидкостям, таким как соленая вода, сульфат кальция, цемент.

Буровой раствор также должен обладать характеристиками смазывающей способности, которые обеспечивают скольжение бурильной колонны и поддерживают дохождение долота при направленном бурении.

Смазывающая способность по меньшей мере зависит от поверхностного натяжения жидкости. Жидкость также должна минимизировать трение между бурильной колонной и стенкой скважины для минимизации перепада прилипания.

Следует также предотвратить попадание твердых частиц пласта, в первую очередь глин, от набухания, что снижает вероятность механического прихвата, заклинок и т. д.

Классификация буровых растворов основана на щелочности их жидкой фазы, дисперсности и типе химических веществ, используемых в их составе.

Буровые растворы обычно классифицируются как РВО или РУО, в зависимости начальной фазы. Однако РВО могут содержать нефть и РУО могут содержать воду.

Четвертый раздел «Анализ аварии, произошедшей на скважине 57327 Малиноовражного месторождения»

Рассматриваемая авария представляет собой потерю циркуляции в процессе спуска эксплуатационной колонны Ø140мм, потерю подвижности, и переоборудование устья скважины. В таблице 5 представлена характеристика скважины.

Произошедшую аварию трудно было предотвратить, т.к. ее ликвидация осложнилась отсутствием возможности вызвать циркуляцию. Раствор в стволе скважины практически сварился, что говорит о некачественной смазке, которая сама по себе повышая вязкость свежего раствора, превратила его в практически не текучий.

В качестве мер предупреждения сваривания БР я могу предложить добавку полисахаридов. Полисахарид укрепит структуру раствора путем упрочнения кристаллической решетки. Воздействие высоких пластовых температур в таком случае не повысит вязкость БР.

Второй проблемой явилось поглощение. Поглощение произошло в интервале, сложенном активными глинами. Поскольку к вязкости БР, которая находилась в районе 180 секунд было приложено давление 50 атм, поглощение открылось в следствие разрыва пропластка или пористого участка. Раствор, будучи по плотности $1,38 \text{ г/см}^3$ в скважине стал поглощаться пластом. По видимости отсутствия вытеснения при спуске ЭК, глины, не будучи должным образом ингибированными, образовали сальниковое уплотнение на башмаке колонны. Создался эффект поршневания. При последующем спуске без вытеснения осуществлялся лишь долив скважины без выхода БР на поверхность. Все эти факторы говорят о неверно подобранном ингибиторе

глин. В данном случае это «Асфальтекс», не имеющий в своем составе полимерную составляющую. Сополимер ААм и акрилонитрила может заменить его, и дополнить основу раствора сшитыми молекулами, продлевающую срок ее работоспособности до начала деградации. Также синтетические полимеры не распадаются в пластовых условиях, в отличие от биологических полимеров.

Третьей проблемой явилось цементирование без выхода циркуляции. Зона поглощения, которая находилась в инт.2297-3177м приняла в себя весь цементный раствор, и буферную жидкость. Поскольку поглощение ЦР произошло в динамической стадии, соответствующей продавке при обратном цементировании, то рекомендую добавлять в ЦР на осложненном поглощением скважинах гелевый кольматант, который будет прокачан перед подачей первой буферной жидкости.

Необходим тщательный подбор смазочных добавок, соответствующих температурному режиму пласта. Не существует универсального ключа для всех скважин и месторождений, потому необходимо задействовать весь предлагаемый сортамент.

В качестве ингибитора в биологическому полимеру следует добавлять синтетический. Это не только повысит его термостабильность, но и усилит эффект ингибирования. Это наиболее дешевый способ, в сравнении, например, с осмотической системой ингибирования.

Если спуск колонн проходил без вытеснения, перед закачкой первого буфера нужно прокачивать гель, который будет инертен к жидкости высокой плотности (ЦР). Такое решение позволит кольматировать зоны поглощения и не допускать брака буровых работ и работ заканчивания.

Заключение. Выводы по ВКР следующие:

1) На месторождении не проводились широкомасштабные буровые работы. Все пробуренные скважины эксплуатируют кизеловско-черепетский горизонт.

2) Скважины наклонно-направленные, без горизонтальных участков. Отсутствие ГС объясняется переслоением пород, обильными зонами поглощения, что затрудняет очистку ствола тандемными пачками.

3) Для бурения целесообразно использовать РВО. РУО экономически не оправдан по причине отсутствия сложной геонавигации. Также в растворе требуется поддерживать минимальное содержание кольматанта, с целью предотвращения создания плотной и рыхлой фильтрационной корки на стенках скважины.

4) Контроль параметров раствора является важнейшим фактором успешного бурения. Несоответствие программным значениям может привести к таким осложнениям как прихват, поглощение, гидроразрыв пласта ужение ствола скважины и т.д.

5) Помимо замеров раствора должна постоянно отслеживаться программа промывки и пересматриваться при наличии факторов, указывающих на необходимость. Нередки случаи составления программы промывки по групповому рабочему проекту без пересмотра соответствия определенному кусту скважин.

6) Обработка раствора ведется в зависимости от требований. В случае необходимости раствор может облегчен/утяжелен выше/ниже программных значений. Также корректируются остальные параметры. Нельзя забывать про освежение скважинного объема, т.к. биополимеры распадаются со временем в условиях высоких пластовых температур.

7) Наиболее частой проблемой является поглощение БР. Это может быть как в следствие бурения пористых и проницаемых пород, так и от поверхностных факторов (гидроразрыв пласта поблизости, неучтенное влияние скважин ППД). Также причиной поглощения часто является излишняя

раздренированность пласта. Зачастую поглощение не удается ликвидировать не только при бурении и спуске ОК, но и при цементировании.

8) Необходим тщательный подбор смазочных добавок, соответствующих температурному режиму пласта. Не существует универсального ключа для всех скважин и месторождений, потому необходимо задействовать весь предлагаемый сортамент.

9) В качестве ингибитора в биологическому полимеру следует добавлять синтетический. Это не только повысит его термостабильность, но и усилит эффект ингибирования. Это наиболее дешевый способ, в сравнении, например, с осмотической системой ингибирования.

10) Если спуск колонн проходил без вытеснения, перед закачкой первого буфера нужно прокачивать гель, который будет инертен к жидкости высокой плотности (ЦР). Такое решение позволит кольматировать зоны поглощения и не допускать брака буровых работ и работ заканчивания.