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

Кафедра геофизики

«Выявление продуктивных коллекторов среднего карбона в процессе бурения (скв. № 220 Ново-Оренбургского месторождения)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Абдлсхаб Норулдеен Абдлмунем

Научный руководитель
К. г.-м.н., доцент _____ М.В. Калинникова

подпись, дата

Зав. кафедрой
К. г.- м.н., доцент _____ Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов, 2025

Ведение Актуальность исследования. Разведка и разработка нефтегазовых месторождений сопровождается значительными трудностями в проводке скважин вследствие сложности вскрываемого геологического разреза, к которым можно смело отнести Ново-Оренбургское месторождение. В сложных геологических условиях особенно актуальными являются задачи, связанные с выделением зон возможных осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения. На борьбу с осложнениями в глубоком бурении затрачивается в среднем до 20-25% календарного времени. Это выдвигает проблему предупреждения осложнений и борьбы с ними как весьма актуальную [1]. Исходя из вышесказанного, весьма важно знать виды осложнений, при каких условиях они могут произойти, каким образом их можно предупредить и как с ними бороться.

Целью данной работы является изучение флюидопоявлений (газонефтеводопроявлений), как одного из основных осложнений, возникающих в процессе бурения нефтегазовых скважин.

Объектом является скважина №220 Ново-Оренбургского месторождения.

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

- изучить геолого-геофизическую характеристику Ново-Оренбургского месторождения;
- дать характеристику флюидопроявлению, как одному из видов осложнения скважин в процессе бурения;
- охарактеризовать комплекс технико-технологических мероприятий, проводимый в скважинах по предупреждению флюидопроявлений;
- описать методику проведения и интерпретации газового каротажа, направленную на выделение потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;
- по данным геолого-геохимических исследований в скв. №220 Ново-Оренбургского месторождения обнаружить приток флюида в скважину, выявить приуроченность данного флюидопроявления к пласту-коллектору,

оценить характер насыщения по методике палеток РАГ выделенных пластов коллекторов.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов,

ВВЕДЕНИЕ

1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования

1.1 Общие сведения о районе работ

1.2 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза

1.3 Тектоника

1.4. Нефтегазоносность

2 Методика исследования

2.1 Характеристика флюидопроявления, как одного из видов осложнения скважин в процессе бурения

2.2 Классификация флюидопроявлений

2.3 Признаки флюидопроявлений по данным ГТИ

2.4 Оценка характера насыщения пластов-коллекторов по данным газового каротажа

3 Результаты исследования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Основное содержание работы Раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика территории исследования

Первый Подраздел 1.1 Общие сведения о районе работ

В административном отношении Ново-Оренбургскогое месторождение расположено в юго-западной части Оренбургской области в пределах Ташлинского района, в 10-12 км к югу-востоку от с. Ташла.

Ближайшей дорогой федерального значения является трасса Сорочинск-Ташла, которая проходит в меридиональном направлении западнее территории исследуемого месторождения. В Ташлинском районе между населенными пунктами достаточно хорошо развита сеть дорог с асфальтным покрытием.

Площадь самого месторождения покрыта сетью грунтовых дорог отсыпанных щебнем.

Во Втором Подразделе 1.2 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза

Площадь Ново-Оренбургского месторождения расположена в юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы на юго-восточном борту Бузулукской впадины. Разрез исследуемого месторождения является типичным для данной части Бузулукской впадины, в строении которого установлены палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные образования .

Сводный литолого-стратиграфический разрез Ново-Оренбургского месторождения представлен в Приложении А .

Девонская система.

В пределах изучаемого месторождения самыми древними вскрытыми породами осадочного чехла, являются отложения верхнего отдела девона (D_3). В составе верхнего отдела выделяют фаменский ярус (D3fm), в котором установлен заволжский горизонт.

Заволжский горизонт (D_3zv) представлен известняками серыми, органогенно-обломочными, частично перекристаллизованными редко с прослоями мергелей, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность отложений изменяется от 95 до 99 м.

В третьем Подразделе 1.3 Тектоника

В тектоническом отношении территория Ново-Оренбургского месторождения расположена в юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы на юго-восточном борту Бузулукской впадины. По кристаллическому основанию площадь находится в пределах Кршинского выступа кристаллического фундамента.

В структурном плане Бузулукская впадина представляет собой моноклиналь, погружающуюся с севера на юг от отметок -2590 - 2700 на севере до -5700 в районе Талового участка и -6200 в районе Кошинского участка на

юге. На юге и юго-востоке Бузулукская впадина раскрывается в глубокий Иргизско-Рубежинский мегапрогиб, охватывающий в виде широкого пояса Прикаспийскую синеклизу.

В четвертом Подразделе 1.4 Нефтегазоносность

Ново-Оренбургское месторождение приурочено к Южно-Бузулукскому нефтегеологическому району. В данном районе месторождения нефти и газа сконцентрированы в следующих нефтегазоносных комплексах: эйфельско-франском терригенно-карбонатном; франско-турнейском преимущественно карбонатном; визейском терригенном; окско-башкирском карбонатном; верейском терригенном; средне-верхнекаменноугольном карбонатном; нижнепермском карбонатном [4].

Раздел 2 Методика исследования

Первый подраздел 2.1 Характеристика флюидопроявления, как одного из видов осложнения скважин в процессе бурения

Флюидопроявление, как одно из основных осложнений скважин в процессе бурения делится на нефтепроявление, газопроявление, водопроявление и смешанное флюидопроявление.

Поступление газа, нефти и воды в скважину возможно:

1) вместе с выбуренной породой;

2) путём диффузии и осмотических перетоков через стенки скважины;

3) если давление в скважине ниже пластового.

Причины газо-нефте-водопроявлений (ГНВП) при бурении скважин.

Первые два фактора обычно не ведут к серьёзным последствиям и легко нейтрализуются путём качественной очистки раствора на поверхности от газа с помощью дегазатора, контроля качества своевременной химической обработки. и параметров раствора.

Третий фактор газо-нефте-водопроявлений является основным и возникает по следующим причинам:

1) Заниженная плотность бурового раствора, когда вес его столба не создаёт требуемого противодавления на пласт.

2) Увеличение содержания газа в растворе из-за некачественной очистки раствора на поверхности дегазатором, в результате чего снижение плотности и давления в скважине.

3) Несвоевременный долив скважины при подъёме инструмента, в результате чего снижение уровня раствора в стволе, а гидростатического давления.

4) Повышенная скорость подъёма инструмента, особенно с сальником, будет способствовать эффекту свабирования в скважине.

5) Спуск обсадных колонн без своевременного долива, в результате чего обратный клапан (тарельчатый) или обсадные трубы могут разрушиться и произойдет резкое падение уровня жидкости в скважине.

6) Недостаточная глубина спуска промежуточной колонны из-за неправильно выбранной конструкции, то есть не перекрытие зон возможного поглощения или гидроразрыва пласта.

7) Некачественное цементирование колони и их негерметичность, в результате чего возможны заколонные проявления и межколонные перетоки.

8) Ошибки в расчётах или нарушение технологии ведения буровых работ при ликвидации прихватов, основанных на уменьшении давления в скважине (установка жидкостных ванн, гидроимпульсный способ и др.).

9) Недостаток информации о закономерностях изменения пластового давления по глубине скважины, что связано со вскрытием интервалов АВПД, ошибках при проектировании и прогнозировании давлений, особенно при поисковом и разведочном бурении.

Согласно опыта бурения наиболее часто проявления происходят (в порядке уменьшения) при спуско-подъемных операциях, во время бурения, при цементировании, при спуске обсадных колони, при проведении каротажных работ.

Раздел Газопроявления

Газопроявления в скважине в процессе бурения связаны с обогащением газом бурового раствора. По механизму поступления его в буровой раствор разделятся на пять типов.

- Освобожденный газ – это газ, попадающий в раствор только из выбуренной части породы. Транспортируется такой газ на поверхность в двух состояниях: свободный газ (выделяющийся из шлама по мере снижения гидростатического давления) и газ, остающийся в шламе.
- Пластовый газ - поступающий в буровой раствор из какого-либо пласта за счет превышения пластового давления над противодействующим эффективным скважинным давлением.

Раздел Водопроявления

При бурении скважин и обнаружении водопроявлений также могут возникнуть определенные осложнения:

1) Затруднения при бурении. Водопроявления могут создавать проблемы при бурении, такие как сильное проникновение воды в скважину, что усложняет процесс прокладки скважины.

2) Снижение продуктивности. При высоком дебите воды в скважине происходит снижение производительности из-за того, что вода вытесняет нефть или газ.

3). Коррозия оборудования. Высокое содержание воды, особенно если она агрессивная или содержит определенные химические соединения, может вызвать коррозию оборудования и инфраструктуры скважины.

4). Проблемы с обработкой. При наличии большого количества воды в вырабатываемой сырьевой смеси возникают сложности с последующей обработкой и разделением нефти, газа и воды.

5). Загрязнение окружающей среды. Выбросы воды без контроля могут привести к загрязнению окружающей среды и водных ресурсов, особенно если вода содержит химические вещества.

Раздел Нефтепроявление

Нефтепроявление - может быть обнаружено через различные методы, такие как геофизические исследования, сейсмическая съемка, бурение скважин и другие технологии.

Важные характеристики нефтепроявления включают объем запасов нефти, её качество (вязкость, содержание примесей), геологические особенности (например, типы пластов), расстояние от поверхности земли и доступность для добычи.

Во втором подразделе 2.2 Классификация флюидопроявлений

Классификация флюидопроявлений.

По видам поступления флюида в скважину это осложнение можно классифицировать следующим образом:

1) Проявление - это увеличение объёма выходящего на устье бурового раствора с содержанием пластового флюида или их комбинаций. В случае несвоевременной или неправильной ликвидации оно может перейти к выбросу и фонтанированию.

По интенсивности:

2) Выброс - активная часть начавшегося проявления, характеризуемая интенсивным переливом насыщенного флюидом раствора на роторе и в циркуляционной системе.

3) Фонтанирование - мощное извержение из скважины бурового раствора, насыщенного пластовым флюидом, либо самого флюида. Различают открытое изакрытое фонтанирование. Открытый фонтан является нерегулируемым, то есть устье вое противовыбросовое оборудование либо не исправно, либо отсутствует. Закрытый фонтан является управляемым.

В третьем подразделе 2.3 Признаки флюидопроявлений по данным ГТИ

Флюидопроявление из скважины может быть обнаружено по ряду признаков.

1) Увеличение объёма промывочной жидкости в приёмных ёмкостях, высоты потока раствора в желобах. Уровень бурового раствора в приёмных ёмкостях должен контролироваться с помощью уровнемера.

2) Снижение давления в нагнетательной линии насосов из-за поступления в раствор флюида, имеющего меньшую плотность, чем промывочная жидкость. Однако, в работе описаны случаи роста давления в нагнетательной линии насосов в пластах с АВПД и большой продуктивностью.

3) Изменение параметров бурового раствора (уменьшение плотности, изменение вязкости, увеличение газосодержания и хлоридов).

4) Уменьшение потребного объёма долива скважины при подъёме инструмента.

2.4 Выявление продуктивных пластов-коллекторов по данным газового каротажа

Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения - выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа [11].

Раздел 3 Результаты исследования

В соответствии с задачами исследования, в скважине № 220 Ново-Оренбургского месторождения были выявлены интервалы флюидопроявления. Нефтепроявления были выявлены по диаграммам ГТИ (Приложение Б).

По результатам анализа газового каротажа в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0,25% абс;
- средняя удельная газонасыщенность образцов шлама 3,4 см3/дм3;
- средние показатели по люминесценции хлороформных вытяжек 3-4 балла, цвет голубовато-желтый, маслянистые битумоиды.

По разрезу изучаемой скважины были выделены следующие перспективные интервалы: 3876.0-3880 м., 3885.4-3886.7 м., 3889.0-3891.3 м., 3897.5-3900.0 м.

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0.64 абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 14,45 $см^3/дм^3$;
- люминесценция хлороформных вытяжек 4 балла, цвет ораньжево-желтый, маслянисто-смолянистые битумоиды., желтый, маслянистые битумоиды.

Установлено, что данная аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов верейского горизонта (C_2vr).

Отложения верейского горизонта вскрыты в интервале 3875-3901 м. Кровля слоя сложена аргиллитом от темно-серого до черного, слоистым, пластинчатым, угловатым весьма крепким, ближе к подошве слоя, отложения представлены перемятой пачкой известняков и аргиллитов. Известняк серый, темно-серый, мелко- и скрытокристаллический, массивным средней крепости. Так же по разрезу изучаемой скважины были выделены следующие перспективные интервалы: 3902.0-3906.0 м., 3913.1-3914.3 м., 3923.3-3926.8 м.

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 9,27% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 47,79 $см^3/дм^3$;
- люминесценция хлороформных вытяжек 4 балла, цвет желтый, маслянистые битумоиды.

Установлено, что данная аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского яруса (C_2b) насыщенных нефтью.

Полученные результаты по данным геолого-геохимических исследований.

Разрез башкирского яруса изучен в интервале 3901-3991 м. В литологическом отношении отложения представлены известняками серыми, темно-серыми, мелко- и скрытокристаллическими, массивными средней и слабой крепости, с подчиненными прослоями аргиллита от темно-серого до серого, слоистого, пластинчатого, угловатого весьма крепкого.

Заключение В соответствии с поставленной целью в данной работе была изучена геолого-геофизическое характеристика Ново-Оренбургское месторождения, приведена методика обнаружения газо-нефте-водопроявлений в процессе бурения по данным геолого - технологических исследований, описана методика проведения и интерпретации газового каротажа, направленная на оперативное выделение пород коллекторов в разрезе бурящейся скважины и определения характера продуктивных пластов по методике палеток РАГ.

Выполнен анализ материалов геолого-технологических исследований скважины №220 Ново-Оренбургского месторождения. В результате получено следующее:

- обнаружен приток флюида в скважину в интервалах разреза:

1) 3976.0-3880.0 м, 3885.4-3886.7 м, 3889.0-3891, 3897.5-3900.0м

2) 3902.0-3906.0 м, 3913.1-3914.3 м, 3923.3-3926.8 м

- выявлена приуроченность флюидопроявления в первом интервале к карбонатным коллекторам верейского горизонта (C_2vr);

- во втором интервале к карбонатным коллекторам башкирского яруса (C_2b).

В выделенных интервалах разреза произведено определение характера насыщения по методике построения палеток РАГ.

Определено, что

- карбонатные породы-коллекторы верейского горизонта (C_2vr) в интервалах разреза 3976.0-3880.0 м, 3885.4-3886.7 м, 3889.0-3891, 3897.5-3900.0м являются нефтенасыщенными.

- карбонатные коллекторы башкирского яруса (C_2b) в интервалах разреза 3902.0-3906.0 м, 3913.1-3914.3 м, 3923.3-3926.8 м. являются нефтенасыщенными.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что методика по определению нефтепроявления по данным ГТИ в карбонатных продуктивных пластах верейского горизонта (C_2vr) и башкирского яруса (C_2b) показала

достаточно высокую эффективность в разрезе 220 скв. Ново-Оренбурского месторождения.