

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЛОЖНОСТЕЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Самадов А.Х

*старший преподаватель кафедры “Технологических машин и оборудования”
Каршинского инженерно-экономического института. Узбекистан г. Карши,*

Ахадова Г

*магистрантка кафедры «Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых
скважин» Каршинского инженерно-экономического института. Узбекистан г.
Карши,*

Аннотация : *При бурении нефтяных и газовых скважин возникают разного рода сложности. Наиболее сложным и наиболее экономически затратным из них является прохождение рапапластов.*

В статье: *рассматриваются основы бурения рапа пластов, аналитические данные практической работы, а также такие вопросы, выбор типа растворов.*

Ключевые слова: *рапаностный пласт, буровые работы, буровые растворы против рапы, сложности, тектонические нарушения, устранение, мероприятия.*

Abstract: *When drilling oil and gas wells, various kinds of difficulties arise. The most difficult and most economically costly of these is the passage of rapaplasts.*

The article *discusses the basics of drilling brine formations, analytical data from practical work, as well as such issues as the choice of the type of solutions.*

Keywords: *brine formation, drilling operations, drilling fluids against brine, difficulties, tectonic disturbances, elimination, measures.*

В соответствии с решением АО «Узбекнефтегаз» от 4 июля 2006 года начато разведочное бурение залежей нефти и газа в верхнеюрских карбонатных отложениях в разведочной скважине №2 Чолкуварского месторождения.

Бурение скважин на соляно – ангидритные месторождения кимериджско – титонского яруса осуществлялось без отклонений от какого – либо геолого-технического проекта [1,6].

В процессе бурения соляно-ангидритных отложений наблюдались случаи захвата и заклинивания буровой компоновки в СПО (в процессе спуска-подъема). При увеличении плотности бурового раствора до 1,50÷1,52 г/см³ скважина прочно крепилась к стволу и буровая работа нормализовались [2].

Скважина была разведана на глубине 3374 метра, продолжено бурение соляных отложений. На глубине 3383 метра наблюдалось увеличение объема бурового раствора из скважины.

Буровые работы были остановлены, а буровой инструмент поднят на высоту 10 метров от забоя скважины.

После остановки бурильного насоса, убедившись в том, что в корме трубопровода и в трубной фазе вышел раствор, после невозможности вернуть ведущую трубу, универсальные и высокоплашные превенторы были закрыты.

Давление повышали до 150 атмосфер в течение 30 минут в трубе и в за трубным пространстве, которое не менялось в течение продолжительности.

Буровые работы проводились на буровых растворах плотностью 1,50 г/см³, вязкостью 60 с, водопроницаемостью 12-13 см³/30 мин, крупностью 12 мм, щелочностью pH 8,5÷9, газопоказатель отсутствует.

Увеличено давление в фазе трубы с плотностью до 2,0 г/см³, смонтирована система для снижения давления в трубопроводе по газовым огнетушителям от монофольда до бурового насоса.

В процессе бурения скважины 08.06.2007 в 12:30 произошло обрыв фланцевого соединения вертлюга квадратом. Началось выброс бурового раствора, по его следам появилась рапа.

При проверке образцов из флюидов плотность равна 1,137 ÷ 1,152 г/см³. По истечении 4 дней 12 июля 2007 года произошло появление газа с рапой, наблюдалось прибытие газоконденсата. Углеводороды увеличиваются с каждым днем, и с 14 июня 2007 г. начал поступать газ с содержанием 74,85 г/см³ и объемом воды 60 см³/м³.

Начато изучение причин и классификаций возникновения рапа-газа. Геологическая структура, пластовое давление, коллекторские свойства, результаты скважин и данные, полученные от месторождений (Акназар, Северный Акназар, Бешкент, Камаша, Култук, Северный Нишан, Гирсан и другие), в нижней части забоя скважины № 2 кимеридж - титон наличие соляных отложений яруса. Для окрытия продуктивного пласта (XV) пробурено 80-90 метров пласта ангидрита. Открытие рапы по всему виду сформировано за счет седиментационной воды, которая в конечном итоге основана на природном газе.

Свойства коллектора (пористость, проницаемость) ниже в нижних слоях, в продуктивном горизонте (нижняя часть тектонического разрушения), по сравнению с участками, определяемыми по сходству

Таким образом, причиной образования рапа-газа в скважине №2 Чолкуварского месторождения является недостаточная изученность геологии открытого сдвига, непредсказуемая рапа-линза и нарушение структуры, что привело к неожиданному поступлению природного газа. газ в скважину с забойной глубины по пустым пространствам. Даже при заливке в скважину бурового раствора плотностью 2,20 г/см³ не удалось ликвидировать образование рапы, в процессе проходки через наземное оборудование скважины появился выброс газа.

Произведено демонтаж бурового и противовыбросового оборудования. На скважине смонтировано новое противовыбросовое устройство и буровая установка А-50. В ходе выполнения данных работ скважина была освобождена закачкой газа и

проведены частичные исследования (замеры давления, дебита, газоносности). Он используется в качестве эксплуатационный колонны бурильной колонны.

При необходимости в скважину на глубину 2666 метров опускались 48-мм НКЦ, через которые сначала закачивалась вода, а затем скважина закачивалась в глинистый раствор плотностью 2,20-2,22 г/см³. Цементный мост установлен на глубинах 2666-3383 м, 2157 ÷ 2072 метров. В соответствии с вышеизложенной информацией, на основании геолого-геофизических данных, общее бурение, по полученным данным по промышленному газу, скважина №2 временно остановлена.

То, что скважина пересекает тектонические разломы в соляных отложениях, взаимосвязана с расположенным ниже продуктивным пластом, что такие нефть и газ редко встречаются в геологии, что это невозможно предсказать, а залегание рапа-газа считается геологической сложностью.

1. Вычисление геологической сложности, при которой образование газа рапа проходит из скважины через нижнее тектоническое разрушение и связывается между собой.

2. В связи с получением промыслового притока газа и невозможностью продолжения бурения скважины №2 временная остановка до снятия избыточного давления на скважине и ликвидация согласно инструкции.

Над скважиной Кт – 4 – колонна головка 700 – 324 – 245 мм, крестовина 230 x 700 x 50 x 750, переходник 230 x 700 – 180 x 700, направленная планшайба 200 x 700 – 100 x 700, задвижка 3М 100 x 700, 100 x 700 – 180 x 700 передаточная катушка, 3М – 80 x 700 установлено планшайбовые задвижка.

На крестовине установлены 3М - 50 x 700 задвижек и короткая газовая стрела с одной стороны, блок дроселирования и узел страевание длиной 80 метров.

Перед опусканием 245-мм обсадное колонны были проверены на давление 545 атм. Мост глубиной 2666 метров установлен мост путем с закачкой 7 м³ цементной раствор под давлением через НКТ. Через сутки на глубине 2157 м + 2072 м (по бурильной трубе) был установлен цементный мост, полностью поднят НКТ, а твердение цементной раствор (ЦАК - ОЗЦ) оставлено открытым и под контролем.

С 14.07.2007 г. по 23.07.2007 г. давление в узле 245 мм увеличилось до 120 выстрелов и не менялось, давление упало до нуля, газа из скважины вышло немного.

Для проверки проницаемости скважины буровой раствор плотностью 1,98-2,0 г/см³ закачивают до давления 180-190 атм. Давление снижают до 50 атм и скважину ориентируют на наблюдение. Скорость изменения давления находится на одном уровне.

После удаления рапа-газообразования на скважине наблюдалось небольшое избыточное давление.

Для определения пути течения жидкости из трубной фазы была снята отдельная труба и установлен пакер на глубине 12 метров. По сравнению с трубой он быстрее поднимался в пространстве за трубой (через 36 дней) и быстро стабилизировался. В

связи с сложностями при бурении скважины в зимний месяц, 30 ноября 2007 года было рекомендовано установить цементный мост через 48-мм НКТ и оставить его в консервации в течение 6 месяцев.

Для продолжения бурения скважины № 2 на площади Чулкувур необходимо провести следующие работы:

1. Монтаж буровой установки НКТ 48,3 мм длиной 1900 метров, 2 короткие трубы, 2 элеватора диаметром 60,3 мм до дна НКТ, канат диаметром 12,5 мм и расчет необходимого количества тампонажной растворов.

2. Карета для изготовления цементной растворов.

3. АГФ - 700 - 1 шт., ЦА - 320 - 1 шт., заливочная машина - 1 шт.

4. Организация буровой установки А-50.

5. Установка превентора 100 x 350 на скважину. Установка газовой узел страевание длиной 20 метров.

6. Спуск в скважину НКQ диаметром 48,3 мм и промывка скважины буровым раствором.

7. Установка цементной смеси с удельным весом 1,85 г/см³ на длину скважины 1900 ÷ 1700 метров и подъем НКТ диаметром 48,3 мм до 1300 метров, промывка и закрытие скважины, создание давления 50 атм.

8. После затвердевания цементной растворов проверьте затвердевание цементного моста и поднимите НКТ диаметром 48,3 мм. Получение ПВО и крестовки при отсутствии флюида за трубой.

9. Спуск НКТ диаметром 48,3 мм до трубы 127 мм до упора, установка цементного моста на высоте 1000 – 800 метров. Подъем НКТ, установка крестовины, установка задвижки, герметизация скважины, создание избыточного давления $R_{доб} = 50$ атм.

10. Через 48 часов затвердевания цемента открыть скважинную колонку и уточнить поток жидкости. Подготовка материалов для остановки скважины при отсутствии жидкости.

7 июля 2006 г. при бурении интервала 3381-3383 м буровое долото без затруднений прорвало скважину и продолжило подачу бурового раствора после остановки насоса.

После закрытия задвижки превентора и бурового насоса манометр показал давление 150 атм.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Мирзаев Э.С., Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Камолов Б.С., Солестойкие буровые растворы. Научный журнал-Международный академический вестник. г.Уфа. 2020. № 12 (44). с.100-102.

2. Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Пардақулов И.А., Шуқуров А.Ш., Бурение и крепление скважин в солях // Школа Науки/Научный журнал. -Москва 2020. № 6 (31) 35-36 с.

3. Абдирахимов И.Э, Курбанов А.Т, Бурунов Ф.Э, Самадов А.Х., «Технология переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков путем применения криолиза» //Аллея науки /научно-практический электронный журнал. 3(12), 310-314 стр.

4. Samadov A.X., Boboyorova N.A, Majidov M.B., Nematova R.SH.. Evaluation of the effect of the composition of drilling solution on the collective property of the layer.//International Journal for Innovative Engineering and Management Research/www.ijiemr.org/Volume 10, Issue 01, Pages: 199-202.Paper Authors.

5. Мирзаев Э.С., Самадов А.Х. “Обоснование применения облегченной буровой смеси, используемой при бурении пластов низкого давления” Электронное научно-практическое периодическое издание «Экономика и социум» <http://www.iupr.ru> стр 764-768.

6. Samadov A.X., Samadova M.X., Kasimova A.Q., “Justifying the Use of Lightening Drilling Mixtures Used in Drilling Low Pressure Formations” Eurasian Journal of Engineering and Technology www.geniusjournals.org Volume 10| September, 2022 ISSN: 2795-7640. page 125-127

7. Абдирахимов, И. Э., & Алиев, Ж. Ш. (2020). Технология бурения многоствольных скважин. Международный академический вестник, (2), 97-100.

8. Абдирахимов, И. Э., Халимов, А. А., & Турсунов, Р. И. (2020). Подготовка качественного природного газа перед транспортировкой потребителю. Международный академический вестник, (2), 100-103.

9. Абдирахимов, И. Э. (2021). Деэмульгирование нефтеводяных эмульсий. Universum: технические науки, (4-3 (85)), 72-75.

10. Абдирахимов, И. Э., & Каримов, М. У. (2020). Синтез и исследование деэмульгаторов на основе блоксополимеров поликарбоксилатов и окиси этилена.

11. Джуроева, Г. Х., Абдирахимов, И. Э., & Шоназаров, Э. Б. (2021). Получение глауберовой соли и сульфата натрия из природного сырья. Universum: технические науки, (2-3 (83)).

12. Илхом Эшбоевич Абдирахимов, Шомансухрон Кароматходжа оглы Турасуннат, Азиз Тешабоевич Курбанов. (2020). Science Time, 55-58.

13. Шерматов, Б. Э., Мансурова, М. С., Ялгашев, Э. Я., Курбанов, Э. Н., Исматов, Д. Н., & Абдирахимов, И. Э. (2018). ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ГАЗА НА ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМА ПРОХОДЯЩИЙ ЧЕРЕЗ СУЖАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО. Точная наука, (28), 13-22.

14. Абдирахимов, И. Э. (2017). Разработка высокомолекулярных реагентов на основе целлюлозы для интенсификации нефтеотдачи продуктивных пластов. In Новые технологии-нефтегазовому региону (pp. 17-19).

15. Абдирахимов, И. Э., & Бурунов, Ф. Э. (2018). ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТВЕРДОФАЗНОЙ СПЕКТРОФОТОМЕТРИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИОНОВ РЕНИЯ В

НЕФТЕПРОДУКТАХ. In Современные твердофазные технологии: теория, практика и инновационный менеджмент (pp. 337-339).