

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Шукруллаев Д.Д

Ассистент Ташкентский химико-технологический институт
Шахрисабзский филиал Узбекистан. г.Шахрисабз

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.

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 $1,50 \div 1,52$ 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 рН $8,5 \div 9$, 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 $1,137 \div 1,152$ 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 план шайбовые 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Абдирахимов, И. Э., Курбанов, А. Т., Бурунов, Ф. Э., & Самадов, А. Х. (2019). Технология переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков путем применения криолиза. *Аллея науки*, 3(12), 310-314.

2. Бурунов, Ф. Э., & Абдирахимов, И. Э. (2018). Природные битумы и тяжелые нефти, проблемы их освоения. In *Фундаментальные и прикладные исследования: от теории к практике* (pp. 212-215).

3. Абдирахимов, И. Э., & Бурунов, Ф. Э. (2018). Очистка и восстановление почв после загрязнения нефтью и нефтепродуктами. In *Современные твердофазные технологии: теория, практика и инновационный менеджмент* (pp. 296-298).

4. 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).
5. Абдирахимов, И. Э. (2021). Деземальгирование нефтеводных эмульсий. *Universum: технические науки*, (4-3 (85)), 72-75.
6. Abdirakhimov, I. (2021). Development of effective demulsifiers on the basis of local raw materials. *Universum: технические науки*, (2-4), 36-39.
7. Абдирахимов, И. Э., & Каримов, М. У. (2020). Синтез и исследование деземальгаторов на основе блоксополимеров поликарбоксилатов и окиси этилена.
8. Абдирахимов, И. Э. (2017). Разработка высокомолекулярных реагентов на основе целлюлозы для интенсификации нефтеотдачи продуктивных пластов. In *Новые технологии-нефтегазовому региону* (pp. 17-19).
9. Абдирахимов, И. Э. (2017). Разработка высокомолекулярных реагентов на основе целлюлозы для интенсификации нефтеотдачи продуктивных пластов. In *Новые технологии-нефтегазовому региону* (pp. 17-19).
10. Джураева, Г. Х., Абдирахимов, И. Э., & Шоназаров, Э. Б. (2021). Получение глауберовой соли и сульфата натрия из природного сырья. *Universum: технические науки*, (2-3 (83)), 19-22.
11. Абдирахимов, И. Э., & Алиев, Ж. Ш. (2020). Технология бурения многоствольных скважин. *Международный академический вестник*, (2), 97-100.
12. Джураева, Г. Х., Абдирахимов, И. Э., & Ахмедов, А. С. (2017). Обессульфачивание рапы озер караумбет и барсакельмес дистиллерной жидкостью. In *Научно-практические пути повышения экологической устойчивости и социально-экономическое обеспечение сельскохозяйственного производства* (pp. 230-234).
13. Абдирахимов, И. Э., Халимов, А. А., & Турсунов, Р. И. (2020). Подготовка качественного природного газа перед транспортировкой потребителю. *Международный академический вестник*, (2), 100-103.
14. Абдирахимов, И. Э., Оглы, Т. Ш. К., & Курбанов, А. Т. (2020). Тепловые насосы для подогрева сетевой воды. *Science Time*, (3 (75)), 55-58.
15. Абдирахимов, И. Э. (2023). Методы получения полимеров на основе природного газа и нефти. *Scientific Impulse*, 1(8), 138-142.
16. Абдирахимов, И. Э. (2023). Проблемы и решение в big data. *Sanoatda raqamli texnologiyalar/Цифровые технологии в промышленности*, 1(1), 158-164.
17. Абдирахимов, И. Э. (2023). Изучение эффективности деземальгаторов в статических условиях. *Sanoatda raqamli texnologiyalar/Цифровые технологии в промышленности*, 1(1), 100-109.

18. 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.
19. Абдирахимов, И. Э., & Каримов, М. У. (2020). Природные битумы и тяжелые нефти, проблемы их освоения.
20. Абдирахимов, И. Э. (2021). ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ, ИХ ОБРАЗОВАНИЕ И СТАБИЛИЗАЦИЯ. Интернаука, (17-2), 73-74.
21. Abdiraximov, I. E., Karimov, M. U., & Djalilov, A. T. (2020). Synthesis and study of demulsifiers on the basis of polycarboxylate ethers. Aktualnyye problemy i innovatsionnyye tekhnologii v oblasti yestestvennykh nauk. Sbornik nauchnykh trudov. Mejdunarodnaya nauchno-prakticheskaya on-line konferensiya.-Tashkent. TashGTU, 92.
22. Абдирахимов, И. Э. (2023). Эффективность действия деэмульгатора в зависимости от группового состава нефти. JOURNAL OF INNOVATIONS IN SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL RESEARCH, 6(1), 284-289.
23. Abdiraximov, I., & Djurayeva, G. X. (2018). The production of sodium sulfate on the basis of natural raw materials and statistic information by exporting it. Студенческий, (7-3), 89-91.
24. Абдирахимов, И. Э. (2023). ОЧИСТКА И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПОЧВ ПОСЛЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ. JOURNAL OF INNOVATIONS IN SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL RESEARCH, 6(10), 133-138.
25. Абдирахимов, И. Э. (2023). АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ АМИННОГО ОЧИСТКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ПУТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ. Universum: технические науки, (10-5 (115)), 4-6.
26. Samadova, M. X., Nurmatov, J. T., Samadov, A. X., Abdiraximov, I. E., Tog'ayev, A. I., & Kurbanov, A. T. (2022). Neft va gaz konlari asoslari.
27. Джураева, Г. Х., & Абдирахимов, И. Э. (2022). Особенности растворимость в системе хлорида натрия сульфатом аммония. Экономика и социум, (12-1 (103)), 1364-1370.
28. Масъуд, У. Ё. К., & Абдирахимов, И. Э. (2022). ПОЛУЧЕНИЕ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИХ ДИЭМУЛЬГАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕСТНОГО СЫРЬЯ. Scientific progress, 3(1), 221-227.
29. Абдирахимов, И. Э. (2021). Дисперсионные среды для комплексных литиевых пластичных смазок на основе отработанных масел узбекистана. Интернаука, (21-3), 66-67.
30. Шерматов, Б. Э., Мансурова, М. С., Ялгашев, Э. Я., Курбанов, Э. Н., Исматов, Д. Н., & Абдирахимов, И. Э. (2018). РАЗРАБОТКА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЯЕМОГО ОБЪЕМА ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ. Точная наука, (29), 2-11.

31. Абдирахимов, И. Э. (2024). ВОЗМОЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕСТНЫХ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ. JOURNAL OF INNOVATIONS IN SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL RESEARCH, 7(2), 77-82.

32. Абдирахимов, И. Э., & Шоназаров, Э. Б. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ. MATERIALLARI TO „PLAMI, 103.