

Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Обзорная статья

https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-08-146 УДК 622.24.051.553.98(567)



Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях на примере исследования пяти крупных месторождений в Месопотамском бассейне Ирака

Ахмед Н. Аль-Дуджайли 厄 🚾 🖂

Технологический университет имени Амира Кабира, г. Наджаф, Ирак ⊠ ahmed.noori203@aut.ac.ir

Аннотация

Проблемы бурения в Месопотамском бассейне (нефтегазоносном бассейне Персидского залива) (южная часть Ирака) разнообразны и касаются таких вопросов, как потери бурового раствора, поломка долота и дифференциальный прихват. Цель настояшего исследования заключается в анализе указанных проблем по всему стратиграфическому разрезу в исследуемом районе. Согласно полученным результатам долота MMD65R, EQH16R и SF74R отлично проявили себя для бурения 16-дюймового профиля, а долото MSi616L показало наибольшую эффективность в 12¹/₄-дюймовом профиле. Для 8¹/₂-дюймового профиля было успешно использовано долото MMD65R, а для остальных участков этого профиля применялось EOH12DR. Для долота MMD54 зарегистрированы отличные показатели – наибольшая механическая скорость бурения (ROP) 26.9 м/ч в горизонтальных профилях скважины. Потери бурового раствора чаще всего наблюдались в основании формаций Даммам, Рус, Танума, Мишриф, Харта, Шуайба и Зубейр. Для формаций Зубейр и Мишриф рекомендуется плотность бурового раствора 1,28 г/см³. Кроме того, во избежание пульсации или свабирования скважины спускоподъемные операции необходимо выполнять с контролируемой скоростью. Концентрация хлористого калия должна поддерживаться в пределах от 3 до 5%. Для изоляции пластов формаций Мишриф и Зубейр следует спустить и правильно установить 7-дюймовую эксплуатационную обсадную колонну с перекрыванием для предотвращения возможного сообщения между нижними водоносными зонами и приповерхностными областями поглощения.

Ключевые слова

углеводороды, месторождение, запасы, бассейн, формация, добыча, бурение, скважина, производительность, раствор, авария, потери бурового раствора, коллектор, долото, план бурения, крутящий момент, управление, Месопотамский бассейн, Ирак

Для цитирования

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations: a case study of five giant fields in the Mesopotamia Basin, Iraq. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2024;9(4):308–327. https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-08-146

GEOLOGY OF MINERAL DEPOSITS

Reviewer paper

New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations: a case study of five giant fields in the Mesopotamia Basin, Iraq

A. N. Al-Dujaili 🝺 🚾 🖂

Amirkabir University of Technology, Najaf, Iraq Ammed.noori203@aut.ac.ir

Abstract

Drilling challenges in the Mesopotamian Basin, Southern Iraq, are varied and include such issues as mud loss, bit damage, and differential sticking. This study aims to analyze these problems across the stratigraphic column in the study area. The results show that the MMD65R, EQH16R, and SF74R bits were successfully used for the 16" section, while the MSi616L bit was the most efficient for the 12¼" section. The MMD65R was suitable for the 8½" section, with the EQH12DR bit being used for the remaining parts of this section. The MMD54 bit showed excellent performance, achieving the highest rate of penetration (ROP) of 26.9 m/hr in well horizontal sections. Mud losses were most commonly observed at the base of the Dam-



https://mst.misis.ru/

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

mam, Rus, Tanuma, Mishrif, Hartha, Shuaiba, and Zubair Formations. An appropriate drilling mud density is 1.28 sg is recommended for Zubair and Mishrif Formations. Additionally, tripping in/out operations must be conducted at controlled speed to prevent surging or swabbing the well. Potassium Chloride concentrations should be maintained between 3 to 5%. A 7" production liner must be run and properly seated to isolate the Mishrif and Zubair Formations, with overlap to prevent potential communication between lower water-bearing zones and shallow loss zones.

Keywords

hydrocarbons, field, reserves, basin, formation, extraction, drilling, well, productivity, solution, accident, mud loss, reservoir, bit, drilling program, torque, control, Mesopotamian Basin, Iraq

For citation

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations: a case study of five giant fields in the Mesopotamia Basin, Iraq. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2024;9(4):308–327. https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-08-146

Список сокращений и аббревиатур

- API Американский институт нефти
- ВНА компоновка низа бурильной колонны
- DD технолог-кривильщик
- ECD эквивалентная циркуляционная плотность
- GPM галлонов в минуту
- LCM материалы для борьбы с поглощением
- MD измеренная глубина
- МЈ месторождение Меджнун
- MW плотность бурового раствора
- NPT непродуктивное время
- PDC долото с поликристаллическими алмазными вставками
- РООН подъем из скважины
- PV вязкость бурового раствора
- RKB роторный вкладыш для ведущей трубы
- ROP механическая скорость бурения
- RPM число оборотов в минуту
- RSS роторная управляемая система
- Ru месторождение Румейла
- SPM число ходов в минуту
- SSP план обеспечения безопасности на промышленной площадке
- ТFA суммарная площадь насадок
- WOB осевая нагрузка на долото
- WQ месторождение Западная Курна
- YP предел текучести
- Zb месторождение Зубейр

Номенклатура

HR	час
Deg.	градус
RR	повторно проходимый
In	дюйм
Ft	фут
H2S	сероводород
L	литр
Μ	M/C
Min.	минута
BBL	баррель
Avg.	среднее значение
ID	внутренний диаметр (дюймы)
PP	внутрипластовое давление (Psi, фунт на кв. дюйм)
FG	градиент давления гидроразрыва
KC1	хлористый калий

Введение

На процессы бурения и заканчивания скважин приходится более 40% всех инвестиций в отрасль добычи углеводородов. Снижение числа отказов в ходе бурения является одним из ключевых способов vвеличения полезного времени бурения и решения возникающих при бурении проблем и их последствий. Среди распространенных отказов в процессе бурения скважин стоит назвать прихват бурильной колонны из-за отклонения, обрушение неустойчивых пород, сужение ствола скважины вследствие осыпания пород, поглощение бурового раствора, нефтегазоводопроявления и рассолопроявления [1]. В ходе бурения весь буровой шлам должен быть удален из скважины и поднят на поверхность. Этот процесс называется очисткой ствола [2]. Однако нередко часть материала остается в скважине, что влечет за собой такие последствия, как прихват труб, преждевременный износ долота, замедление скорости бурения, повреждение пласта (гидроразрыв), чрезмерные скручивающие и осевые нагрузки, а также затруднения при проведении геофизических исследований и цементировании скважины [3].

Полная или частичная потеря бурового раствора в пласте во время бурения или несоответствие количеству извлеченного из скважины раствора количества закачанного называется потерей или поглощением бурового раствора [4]. Как правило, это характерно для высокопроницаемых, истощенных коллекторов, естественных разломов, кавернозных формаций и разорванных пластов [5]. Для борьбы с потерями циркуляции применяются различные методы, включая снижение плотности бурового раствора [6] и добавление материалов для борьбы с поглощением (LCM) с целью закупорки и герметизации участков потерь [7]. На потерю бурового раствора влияет множество факторов, в том числе петрофизические свойства (пористость, проницаемость и т.д.), характеристики самого бурового раствора (MW, ECD, YP, PV и т.д.), параметры бурения (ROP, WOB, RPM, SPM, SSP, TFA и т.д.) и условия давления (градиент порового давления, давление гидроразрыва и т.д.) [8]. 54% расследованных происшествий в связи с прихватом труб произошли во время спускоподъемных операций и проработки ствола скваГИГЛАНИИ И ПЕХПОЛОГИИ Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

жины снизу вверх [9]. Риск возникновения происшествий из-за прихвата труб возрос в связи с недавним расширением масштабов буровых работ, особенно в истощенных коллекторах с повышенной степенью опасности [10]. В ряде исследований предлагается использовать статистические методы для прогнозирования происшествий в связи с прихватом труб [11].

2024;9(4):308-327

Salih et al. (2018) изучили формации нефтеносных месторождений южной части Ирака и составили подробное описание территории от Верхнего Фарса до формации Мишриф. Степень серьезности проблем в каждой формации определялась путем выявления причин проблем или потенциальных рисков в скважинах [12]. Для месторождения Румейла в основании формации Даммам типичны потери в связи с водопроявлением в процессе бурения. Также сообщалось о потерях в формации Харта, а в формации Танума наблюдались значительные размывы. Изменчивость архитектуры коллекторов Мишриф и разнообразие типов пород могут привести к неравномерному охвату и обводнению при наличии слоев с более высокой проницаемостью. К обрушающимся формациям относятся Танума, Нахр-Умер и Верхние сланцы. Потери также могут наблюдаться в формациях Мишриф и Зубейр, кроме того, в формациях Мишриф, Нахр-Умер и Зубейр возможен прихват труб. Такая проблема, как поломка долота при бурении через ангидритовые слои (формации Нижний Фарс и Рус), в меньшей степени влияет на план бурения [13].

1. Геолого-физическая характеристика

Территория Ирака представлена четырьмя основными тектоническими зонами. Эти зоны можно классифицировать по ряду признаков, включая тип горных пород, возраст, толщину и структурные переходы. Выделяют следующие зоны [14]:

- 1. Внутренний стабильный шельф;
- 2. Внешний нестабильный шельф;
- 3. Территории Шалейр;
- 4. Загрос.

Внутренние и внешние регионы Аравийской плиты характеризуются отсутствием метаморфизма и вулканической деятельности. Месопотамская низменность и плато Джезира формируют основные части Месопотамского прогиба в Ираке. Данный прогиб имеет довольное простое тектоническое строение и образован четвертичными аллювиальными отложениями рек Тигр и Евфрат и их притоков, которые полностью покрывают центральную и юго-восточную части бассейна. Окруженное породами миоцена, плато Джезира выступает продолжением Месопотамской низменности на северо-запад [15]. В целом Месопотамский бассейн отличается плоским рельефом. Поверхностные структуры, возникшие в результате тектонической активности, в этом бассейне немногочисленны и включают несколько структур – разломы, складки и диапировые структуры [16].

Стратиграфическая колонка южного Ирака [17, 18] характеризуется толстой осадочной секвенцией мелового периода со значительными запасами углеводородов во многих формациях [19] (рис. 1, *a*).



Рис. 1. Расположение исследуемых скважин и даты их бурения – а; стратиграфическая колонка южной части Ирака – б [17, 18]: Thrust Zone – зона надвига; Folded Zone – зона складчатости; Mesopotamian Basin – Месопотамский бассейн; Rutbah-Jezira Zone – Зона Рутба-Джезира; Turkey – Турция; Syria – Сирия; Iran – Иран; Iraq – Ирак; Saudi Arabia – Саудовская Аравия; Kuwait – Кувейт

2024;9(4):308-327

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

1.1. Месторождение Меджнун

Месторождение Меджнун - это гребневидная антиклиналь в форме банана, простирающаяся в направлении с севера на юг [20]. Оно представляет собой складку сжатия с вероятным залеганием солевых отложений под пластом ниже уровня юрского периода. Месторождение составлено четырьмя основными и семью второстепенными коллекторами нижнемеловой/палеоценовой эпохи, охватывающими вертикальный интервал ок. 3000 м [21]. Четыре основных коллектора в порядке от поверхности вглубь: формации Харта, Мишриф-Ахмеди, Нахр-Умер и Зубейр. Самый глубокий – это карбонатный пласт высокого давления Ямама. На их долю приходится 80% запасов углеводородов Меджнуна. Только на формации Ямама и Мишриф приходится 50% объема основных коллекторов. Из второстепенных коллекторов продуктивными могут быть формации Хасиб, Сади, Танума, Гар, Шираниш и Шуайба [22] (см. рис. 1, а).

1.2. Месторождение Румейла

Месторождение Румейла представляет собой супергигантское нефтяное месторождение, расположенное в 50 км к западу от города Басра в южной части Ирака [23]. Оно характеризуется многопластовыми залежами в многочисленных обломочных и карбонатных формациях. Месторождение Румейла было открыто в 1953 г., и на его долю приходится 33% от общего объема добычи нефти в Ираке. Структурно месторождение представляет собой слабонаклонную продольную антиклиналь, простирающуюся примерно на 83 км в длину и 12 км в ширину [24]. Два разлома, Такадид-Курна и Аль-Батин, протянулись с северо-востока на юго-запад. Это реактивированные докембрийские поперечные сбросы, определяющие блок сбросов Зубейр или подзону Месопотамского бассейна [25] (см. рис. 1, *a*).

Наиболее значительной углеводородной системой в этой стратиграфической колонке является раннемеловая-миоценовая нефтегазоносная система. Нефтематеринскими породами в ней служат формации Сулайи и Ямама, флюидоупорами – формации Танума, Шираниш и Рус, а коллекторными породами – формации Ямама, Зубейр, Нахр-Умер и Мишриф [26] (рис. 1, *б*).

1.3. Месторождение Западная Курна (1 и 2)

Супергигантские нефтяные месторождения Ирака расположены в основном в южной части страны, и Западная Курна – одно из них [27, 28]. Оно расположено к северо-западу от города Басра, в подзоне Зубейр, и с точки зрения структуры представляет собой часть крупной ориентированной на север изоклинали. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются на уровне примерно 30–40 млрд баррелей [29]. Нефтяное месторождение Западная Курна является северным продолжением супергигантского месторождения Румейла [30] (см. рис. 1, *a*).

1.4. Месторождение Зубейр

Месторождение Зубейр расположено в Месопотамской зоне, на нестабильном горизонте Аравийской платформы [31]. Зубейр – одно из нефтяных месторождений поздней стадии разработки в южной части Ирака, находящееся в 20 км к юго-западу от города Басра [32] (см. рис. 1, *a*).

Это месторождение было открыто в 1949 г. и состоит из четырех куполов (Аль-Хамар, Шуайба, Рафидья на северо-западе и Сафван к юго-востоку), соединенных водоносной формацией, простирающейся за пределы границ Ирака и Кувейта [33]. Структура месторождения включает четыре коллектора: Мишриф, Верхний сланцевый слой, а также Третий и Четвертый продуктивные пласты [34].

1.5. Продуктивные формации

Ввиду выраженного несогласного залегания пластов формации Мишриф разделена на две крупные регрессивные секвенции, особенно четко различимые на востоке Месопотамского бассейна. В обеих секвенциях присутствуют многочисленные коллекторы. На западе бассейна преобладает нижняя секвенция с относительно небольшим количеством нефтеносных горизонтов. На востоке обнаруживаются мелководные коллекторы большой толщины, свидетельствующие об относительно высокой скорости оседания во время сеномана [35]. В западной части бассейна скорость оседания была ниже, что привело к образованию более тонких и ограниченных коллекторов.

Наилучшие условия для формирования коллекторов в формации Мишриф наблюдаются в рудистоносных фациях, таких как рудстоуны и рудистидовые пакстоуны/грейнстоуны [27] (рис. 2, *a*).

Формация Мауддуд представляет собой залежи мелководного карбоната, широко распространенного в глубинных пластах Персидского залива. Она прослеживается в северной части залива (Ирак и Кувейт), в восточной части Аравийского полуострова (Саудовская Аравия, Бахрейн) и в южной части залива (Объединенные Арабские Эмираты и Оман) [36]. В южной части Ирака формация была описана на основе скважины Зубейр-3 исследователями Owen и Nasr (1958) (рис. 2, *б*). Формация Мауддуд сложена органическими, детритовыми и иногда псевдоолитовыми известняками с прожилками зеленого или синеватого сланца [37].

Формация Зубейр, датируемая раннемеловым периодом (период готерив-ранний апт), представляет собой обширную региональную секвенцию нефтеносных песчаников, обнаруживаемую в Сирии, Ираке и Иране [38]. Песчаники Зубейра экологически и генетически схожи с песчаниками Нахр-Умера в месторождениях Кувейта и сложены чистыми, хорошо отсортированными кварцевыми аренитами, принесенными с Аравийского щита и отложившимися с запада на восток в Месопотамском бассейне в раннемеловой период. Песчаные отложения Зубейра являются следствием многочисленных циклов осадконакопления и состоят из обмеляющихся вверх последовательностей темно-серого сланца, алевролита и мел-



2024;9(4):308–327 Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

ко- и среднезернистого песчаника [39] (рис. 2, *в*). Эти циклы трактуются как серия морских трансгрессий и регрессий в ходе более длительной трансгрессии. Типичные литофации в рамках этих циклов включают морской шельф, продельту, переднюю часть дельты и равнинную дельту [40]. Литостратиграфически формация подразделяется на пять пачек:

1. верхняя сланцевая пачка: содержит изолированные массивные (толщиной 10–15 м) нефтеносные песчаники. Пачку разрабатывают в нескольких скважинах (например, Zb–X7);

2. верхняя песчаниковая пачка (Третий продуктивный пласт): состоит из слоистых многопластовых песков, насыщенных нефтью с плотностью 32° API. Разработка этой пачки ведется примерно в 80 скважинах;

3. средняя сланцевая пачка;

4. нижняя песчаниковая пачка (**Четвертый продуктивный пласт**): сложена многопластовыми песками, насыщенными нефтью с плотностью 38° API. Разработка пачки ведется в восьми скважинах;

5. нижняя сланцевая пачка.

Каждый коллектор изолирован промежуточными сланцевыми участками. Механизм проходки в основном заключается в расширении газа со слабым или умеренным вытеснением нефти нагнетаемой водой [41].

Формация Ямама представляет собой основной карбонатный коллектор нижнемелового периода в южной части Ирака, относящийся к позднему берриасско-аптскому циклу. От берега вглубь бассейна она образована формациями Зубейр, Ратави, Ямама, Шуйаба и Сулайи [42]. Формация Ратави, как правило, залегает поверх пласта Ямама. На юго-востоке Ирака, на месторождениях Насирия, Западная Курна и Меджнун, вероятные границы секвенций определяются в формации Ямама в кровле оолитовой фации. В южной части Ирака формация Ямама проявляется наличием известняка под последним сланцевым пропластком в основании формации Ратави [43]. Формация Ямама является одним из наиболее важных нефтеносных коллекторов в южной части Месопотамской зоны (месторождения Западная Курна, Северная Румейла и Меджнун) и простирается



Рис. 2. Распределение литофаций формации Мишриф в регионе Персидского залива – *a* [44]; модель осадконакопления для формации Мауддуд – *б* [37]; для формации Зубейр – *в* [ZFOD, (Zubair Field Operating Division). Sedimentological and Reservoir Quality Study of the Zubair Formation. 2014. (Unpublished Study)]; для формации Ямама – *г* [45]



Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

от валанжинского до раннего теривского яруса в пределах основного ретрогрессивного цикла осадконакопления (берриасско-аптский период) на юге Ирака [42] (рис. 2, *г*).

2. Исторический обзор буровых работ

Проблемы, возникающие при бурении в формациях на юге Ирака, в обобщенном виде представлены на рис. 3 на основе адаптированного предыдущего исследования соответствующей тематики [13]. Потери следует ожидать в основании формации Даммам, а также в формациях Хата, Мишриф и Зубейр. Значительная эрозия наблюдается в формации Танума. Изменчивость архитектуры формации Мишриф и разнообразие типов пород могут привести к неравномерному размыву и обводнению скважины. Области опускания представлены формациями Танума, Нахр-Умер и Верхние сланцы. В формациях Мишриф, Нахр-Умер и Зубейр присутствует риск прихвата труб. Поломка долота при бурении через цельные пласты ангидрита в формациях Нижний Фарс и Рус также представляет опасность, однако не настолько значительную, чтобы повлиять на план бурения. Больше всего проблем с бурением отмечалось в формации Даммам - 56,4% от

всех пробуренных скважин (обрушение и потери бурового раствора), в то время как в формациях Дибдибба, Хасиб, Румейла, Ахмеди, Мауддуд и Шуайба серьезных проблем не зарегистрировано [46].

3. Методология

Скважины, анализируемые в рамках настоящего исследования, подразделяются на семь групп в зависимости от сроков бурения. На рис. 4 показаны расположение исследуемых скважин и сроки бурения.

В исследовании использовались данные по 10, 8, 12 и 6 скважинам на месторождениях Меджнун, Румейла, Западная Курна (1 и 2) и Зубейр соответственно. Кроме того, были получены данные из периферийных скважин на этих месторождениях (см. рис. 1, *a*).

3.1. Производительность долот

Выбор оптимальной техники бурения зависит от условий и оборудования, поэтому для достижения наилучших результатов может потребоваться внесение изменений в рекомендации по бурению. Влияние таких изменений на скорость бурения необходимо тщательно проанализировать, особенно если эти изменения не приводят к непосредственному увеличению скорости бурения.

	Образо- вание каверн	Обруши- вающийся пласт	Поломка долота	Прихват трубы	Потеря бурового раствора	Размыв	Приток воды при Н25	Сужение ствола скважины	Затруднения при прора- ботке ствола скважины снизу вверх	Приток воды при нагнета- нии	Схема разбивки работ	
Дибдибба												
Н. Фарс												
Гар												
Даммам												
Рус												
Умм-эр-Радхума												
Тайярат												
Шираниш												
Харта												
Сади												
Танума												
Хасиб												
Мишриф												
Румейла												
Ахмеди												
Мауддуд												
Нахр-Умер												
Шуайба												
Зубейр												
Ямама					Закупорка	Закупорка бурильной колонны буровым шламом						

Условное обозначение	% проблем	Анализ	Условное обозначение	% проблем	Анализ
	0 %	Отлично		1-10 %	Очень хорошо
	11-20 %	Хорошо		21-30 %	Приемлемо
	31-40 %	Средне		41-50 %	Заметно
	51-60 %	Высокий уровень		Свыше 60 %	Серьезно

Рис. 3. Анализ проблем бурения для каждой формации месторождения Румейла [13]

2024;9(4):308-327

-327 Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

3.1.1. На месторождении Румейла

В период с 2011 по 2013 г. 22 долота в конструктивном исполнении MSi616L испытывались с различными типами приводов в 24 скважинах месторождения Румейла. После этого с их помощью была выполнена проходка в скважине R-X33 в рамках экспериментальных испытаний для достижения оптимальной производительности.

3.1.2. На месторождении Меджнун

В период с 2012 по 2016 гг. 16-дюймовое долото в конструктивном исполнении SFD75D использовалось в 25 наклонно-направленных скважинах, начиная с MJ-X2. То же долото вновь тестировалось в скважинах MJ-X4 и MJ-X5, в то время как долото типа SFD76C апробировалось в скважине MJ-X7.

3.1.3. На месторождении Зубейр

Четыре новых типа долот испытывались с различными приводами в 18 скважинах месторождения Зубейр в период с 2012 по 2014 г. с целью повышения производительности за счет опыта, накопленного на предыдущих месторождениях (табл. 1). 3.1.4. На месторождении Западная Курна 1 и 2

В период с 2015 по 2018 г. на месторождении Западная Курна было пробурено несколько скважин с различными траекториями ствола, включая *S*-образные, *J*-образные и горизонтальные скважины. В формациях Даммам, Рус, Умм-Эр-Радхума, Тайярат, Шираниш, Харта и Сади использовалось долото типа SFE66DH диаметром 12¼ дюйма с ROP 15,81 м/ч.

таолица т								
Типы долот,								
используемых на месторождении Зубейр								
Размер	Тип	Новое или б/у	Насадки					
26 дюймов	VE598	б/у	-					
26 дюймов	CKL	Новое	_					
16 дюймов	VGA-T318	Новое	-					
8½ дюйма	HC506ZX	Новое	Без насадок					
8½ дюйма	RC216	Новое	Без насадок					
12¼ дюйма	GT-1	б/у	Без насадок					
12¼ дюйма	Q506FX	б/у	6 x 13/32					



Рис. 4. Классификация скважин по срокам бурения и местоположению в Месопотамском бассейне



Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

Скорость бурения 15,8 считается вторым лучшим показателем ROP, достигнутым по всем горизонтальным скважинам на этом месторождении. План наклонно-направленного бурения для 12¼-дюймового профиля предусматривал сохранение угла наклона на уровне 12–15° с последующим увеличением до 20° и поддержанием на уровне 20–22°.

Долото типа MME65R использовалось для бурения 8 ½-дюймового профиля из-за потерь, возникших в формации Мишриф. С помощью того же самого долота проводились работы по выбуриванию цементного моста сквозь эту формацию.

3.2. Потери циркуляции

Потери циркуляции – это распространенная проблема, возникающая при выполнении работ по бурению и цементированию. В зависимости от поглощения бурового раствора и времени нахождения буровой установки на скважине она может расцениваться и как несущественное происшествие, и как серьезный, опасный и высокозатратный инцидент. Для решения проблемы потерь циркуляции был внедрен целый ряд передовых технологий. На рис. 5 показана конструкция скважины различных типов для различных продуктивных зон.

3.2.1. В непродуктивных формациях

Потенциальные потери в формациях Даммам, Рус и Харта представляют главную сложность в процессе бурения. Для минимизации потерь в этих формациях было принято решение контролировать показатели ROP или POOH. План бурения скважин в этих формациях предусматривает использование 12¼-дюймовой BHA без стабилизаторов с большими насадками и нагнетание цементного моста на равновесии через долото.

3.3. Прочие проблемы

1. Существует риск присутствия серной воды в формациях Умм-Эр-Радхума и Тайярат.

2. Возможный выброс H₂S при бурении песчаной формации Нахр-Умер представляет серьезную опасность для здоровья людей и окружающей среды.



Рис. 5. Схемы проходки скважин от Powerdraw[™] [46]

ГИГЛЕКПОЛОГИИ Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

3. В формации Нахр-Умер могут наблюдаться проблемы с нестабильностью ствола.

4. Мишриф – это истощенный коллектор, для которого типичны потери бурового раствора и прихват труб при отсутствии надлежащего укрепления с помощью моста.

5. Набухающие сланцы в формации Нахр-Умер приводят к сверхнатягу и обрушению с риском образования каверн, что может спровоцировать прихват труб.

6. Нестабильность сланцев и образование каверн наблюдаются в зонах сланцевых слоев формации Зубейр.

7. Изменчивость архитектуры коллектора и разнообразие типов пород в формациях Мишриф, Мауддуд, Зубейр и Ямама могут привести к неравномерному охвату и обводнению при наличии слоев с более высокой проницаемостью.

4. Результаты

4.1. Производительность долота

4.1.1. Месторождение Румейла

Двадцать два долота в конструктивном исполнении MSi616L испытывались с различными типами приводов в 24 скважинах месторождения Румейла, после чего с их помощью была выполнена проходка в скважине R-X33. Сводные данные о производительности долота типа MSi616L приведены ниже (рис. 6).

Согласно полученным данным по 12¼-дюймовым долотам типа MSi616L для периферийных скважин среднее расстояние бурения составляет 1000 м на долото, а средняя ROP – 13 м/ч за рейс (см. рис. 6).

Из рис. 7 видно, что большая часть вооружения этого долота позеленела. Имеются две сломанные шарошки, одна на внешней конусной части лопасти № 1, а другая – на торце лопасти № 6.



Рис. 6. Производительность долот типа MSi616L на месторождении Румейла



Рис. 7. 12¹/₄-дюймовые долота MSi616LPX (JF4376) из скважин, изученных на месторождении Румейла

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

На рис. 8 приведено сравнение параметров бурения долотами MSi616L и QD506FX в формации Шираниш (1642–1835 м) в скважине R-X33 на месторождении Румейла. Согласно данным по использованию 12¼-дюймового долота MSi616L в периферийных скважинах среднее расстояние бурения составляет 1000 м на долото, а средняя ROP – 13 м/ч за рейс. Таким образом, 12¼-дюймовое долото в конструктивном исполнении MSi616L отлично зарекомендовало себя при использовании на месторождении Румейла.

4.1.2. Месторождение Меджнун

После работы в скважине MJ-X2 16-дюймовое долото SFD75D было использовано аналогичным образом для бурения в общей сложности 1822 м в скважинах MJ-X4 и MJ-X5. Показатель ROP в этих скважинах составил в среднем 27 м/ч. Долото режущего типа оснащено 7 лопастями с 19-миллиметровыми шарошками. На рис. 9 приведен сравнительный анализ различных видов долот, использовавшихся на месторождении Меджнун.

В скважине MJ-X3, в которой был достигнут наиболее высокий показатель ROP – 16,7 м/ч – при меньшем количестве спусков, успешно использовалось 8½-дюймовое долото MMD65R на приводной компоновке. Система привода была заменена с POOH на RSS и для заканчивания профиля было применено 8¹/₂-дюймовое долото ММЕ74Н с ROP 16 м/ч (рис. 10).

Сравнение производительности долот различных типов (на примере месторождения Меджнун) показывает, что MMD65R, EQH16R и SF74R являются оптимальными долотами для бурения 16-дюймового профиля (рис. 11).

4.1.3. Месторождение Западная Курна 1 и 2

На пробуренных горизонтальных профилях месторождения зарегистрирована стабильная производительность в части ROP и состояния долота. Наиболее высокие для данного месторождения показатели – 27,3 м/ч – были достигнуты в скважине WQ1-X54, где с помощью долота MMD64DR (6 лопастей, размер шарошек 13 мм) был пробурен 601 м. Долото MMD54 (5 лопастей, размер шарошек 13 мм) также показало отличную производительность, выйдя на максимальный для себя уровень ROP 26,9 м/ч в скважине WQ1-X55 при превосходном накопленном интервале по всему месторождению. В скважинах WQ1-X57, WQ1-X59 и WQ1-X60 (2-й рейс) с помощью долота MMD54 было пробурено в общей сложности 1340 м (рис. 12).

Из рисунка также следует, что в отношении ROP и состояния долота производительность долота в скважине WQ1-X38 формации Ямама была выше, чем в скважине WQ1-X63.



Рис. 8. Профиль бурения с помощью 12¼-дюймовых долот QD506FX и MSi616LPX в формации Шираниш (1642–1835 м) в скважине R-X33



Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.

4.1.4. Месторождение Зубейр

Данные о производительности долот в этом месторождении отсутствуют.

В некоторых скважинах, пробуренных до 2011 г. (R-XX3 и XX8), зафиксированы случаи прихвата-проскальзывания в течение двух рейсов PDC. Несмотря на различия в формациях, прочности продуктивного пласта, параметрах бурения и вооружении долота, существенных различий в уровнях прихвата-проскальзывания бурильной колонны (~2хСRPM во время обоих рейсов PDC) не наблюдалось. Колебания оборотов утяжеленной буровой трубы имели широкую амплитуду в формации Умм-эр-Радхума с уменьшением размаха в последующих формациях, при этом показатель прихвата-проскальзывания оставался неизменным (рис. 13). В исследуемых скважинах как на Румейле, так и на других месторождениях не отмечалось заметного прихвата-проскальзывания, что обусловлено характе-



Рис. 9. Сравнение данных о производительности всех типов долот, использовавшихся на месторождении Меджнун

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

ристиками производительности долота MSi616LPX, на котором не было зарегистрировано сильных вибраций при работе с заданными параметрами бурения в соответствующих типах пород (рис. 14).

4.2. Потери циркуляции

В формациях Даммам и Рус имеется высокий риск значительных потерь в связи с уходом/поглощением бурового раствора. Для контроля потери циркуляции используются такие материалы, как FlexPlug, FlexPlug W, FlexPlug OBM и FlexPlug R, которые закачиваются через большинство BHA и вступают в реакцию с буровым раствором, образуя барьер на границе зоны в стволе скважины без проникания в скелетную породу или разлом. За счет этого данная методика наносит меньший вред потенциально продуктивным пластам.

Производительность долота для 12%-дюймового профиля





500

300 350 400

-O-ROP

MJ-X2 MJ-X5 MJ-X1 MJ-X3 MJ-X4 12¼ 12¼ MME65DM MME65DM 12¼ MMD75H 12¼ MMD75H 12¼ MMD75H 12¼ MMD75H 12¼ MMD75H 12¼ MMD75H лубина. 0 500 20 1 ROP, 1000 15 100 500 10 2000 2500 Даммам, Умм-эр-Радхума, Аалиджи, Шираниш, Харта, Сади, Танума, Хасиб Основное 12¼" MME75H PDC 1639 2930 1291 Резервное 12¼" MMD75H

Назначение долота	Размер	Тип долота	IADC	Глубина спуска долота, м	Глубина проработки долота, м	Интервал, м	Формации
Основное	8½"	MMD65R (RR)	PDC	2930	3326	396	Мишриф, Румейла, Ахмеди
Резервное	8½"	MMD74DC (RR)	PDC				





Рис. 11. Сравнение работы гидравлики 16-дюймовых долот, использовавшихся на месторождении Меджнун

MINING SCIENCE AND TECHNOLOGY (RUSSIA) ГОРНЫЕ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИИ

2024;9(4):308-327

327 Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.



Рис. 12. Производительность долот по непродуктивным и продуктивным зонам (формации Мишриф, Мауддуд, Зубейр и Ямама) на месторождении Западная Курна



Рис. 13. Извилистость – *a*; прижимающие усилия для скважины R-XX3 – *б*

2024;9(4):308-327

MINING SCIENCE AND TECHNOLOGY (RUSSIA) ГОРНЫЕ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИИ

Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.



Рис. 14. Чувствительность осевого и крутящего моментов (RPM и WOB) для известняковых и доломитовых пластов на месторождении Румейла



Рис. 15. Потери бурового раствора с поверхности в формацию Румейла

В плане смягчения последствий предусмотрено несколько вариантов: во-первых, если потери составляют 1–2 м³/ч, то ROP уменьшают до отметки ниже 10 м³/ч, после чего закачивают 10 м³ LCM (плотностью 45 фунтов/баррель). При превышении уровня потерь 2 м³/ч процесс бурения останавливают и опускают шарик для открывания циркуляционного переводника с последующим нагнетанием 10–20 м³ LCM (плотностью 85 фунтов/баррель). Кроме того, открывают межтрубное пространство вокруг долота. В случае тотальной потери циркуляционный переводник открывают и при отсутствии выступания бурового раствора закачивают 20 м³ LCM (плотностью 85 фунтов/баррель) (рис. 15).

По направлению вглубь от формации Мишриф в другой непродуктивной формации – Шуайба – также обнаруживаются потери бурового раствора. На рис. 16 показаны области потери бурового раствора, где красным контуром обозначена область высокой потери, а черным – частичной. Зеленым контуром произвольно обозначены области, в которых не было зафиксировано поглощения бурового раствора. Следует отметить, что указанные значения заимствованы из практических бурильных данных и могут изменяться в сторону как увеличения, так и уменьшения в зависимости от условий.

4.3. Подходы к решению прочих проблем

Во избежание заколонных перетоков и возможного сообщения между нижними водоносными зонами и приповерхностными областями потерь на этапе эксплуатации скважин формации Мишриф, Мауддуд, Зубейр и Ямама необходимо изолировать от верхней части обсадной колонны.



2024;9(4):308–327 Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.



Рис. 16. Карта потерь бурового раствора для формации Шуайба в Западной Курне (1 и 2)

Перед бурением в песчаной формации Нахр-Умур следует откалибровать датчики H₂S и проверить их на исправность. 8½-дюймовую ВНА не удалось спустить в скважину в формации Нахр-Умер, и для устранения препятствия потребовалась повторная проходка с использованием наклонно-направленной ВНА. В скважинах формации Зубейр наблюдались проблемы с пульсацией/свабированием скважины, сопровождающиеся прониканием газа при наращивании, фонового и попутного газа, а также дифференциальным прихватом.

8¹⁄₂-дюймовый интервал в формации Зубейр планируется бурить с использованием системы промывки ингибирующим полимерным буровым раствором на основе хлористого калия (KCl)/частично гидролизованного полиакриламида (PHPA) для обеспечения устойчивости ствола скважины, стабилизации глинистых сланцев и качественной очистки ствола. При необходимости будет использован гликоль (в концентрации 3% при возникновении проблем со сланцами). СаСО₃ добавляется для увеличения плотности бурового раствора до требуемого значения 1,28 г/см³.

В формации Ямама наилучшие результаты показало долото PDC (MMD65R). Требуемые характеристики бурового раствора: MW 1,60-1,65 г/см³ (как указано в последних двух строках табл. 2). Необходимо добавить стабилизатор сланцев GEM[™] GP и полимер на основе KCl (5% KCl) при расходе 1800–2300 л/мин и отрегулировать обороты в соответствии с рекомендациями DD.

Таблица 2

Скважина	Фор- мация	Глубина, м, по вертикали	Фактическое РР, г/см ³	PP, psi	МW (низкая), г/см ³	МW (высокая), г/см ³	Превышение давления (малое), psi	Превышение давления (большое), psi
WQ1-X12 (старая скважина)	Ya – A	3515	1,47	7343	1,50	1,61	150	699
WQ1-X12	Ya – A	3566	1,44	7298	1,50	1,61	304	862
WQ1-X12	Ya – A	3593	1,43	7302	1,50	1,61	357	919
WQ1-X12	Ya – B	3620	1,39	7151	1,50	1,61	566	1132
WQ1-X12	Ya – B	3685	1,37	7175	1,50	1,61	681	1257
WQ1-X38 (2018)	Ya – A	3551	1,46	7368	1,50	1,61	202	757
WQ1-X38	Ya – B	3653	1,39	7216	1,50	1,61	571	1142
WQ1-X63	Ya – A	3836	~1,42	7741	1,55	1,65	709	1254
WQ1-X63 (2019)	Ya – B	3924	~1,42	7919	1,55	1,65	725	1283
WQ1-X63 (~WQ1-X12)	Ya – A	3836	1,47	8014	1,60	1,65	709	981
WQ1-463 (~WQ1-X12)	Ya – A	3836	1,44	7850	1,60	1,65	872	1145

Данные о периферийных скважинах в формации Ямама и выбор MW на месторождении Западная Курна



2024;9(4):308-327

5. Обсуждение

При стекании циркуляционного бурового раствора вниз по рабочей колонне над долотом следует установить шламометаллоуловитель. Насадки должны быть съемными с возможностью демонтажа с долота и любого оборудования внутри бурильной колонны. Кроме того, их размер должен обеспечивать прохождение шлама при реверсировании циркуляции во время бурения. Частоту вращения долота и осевую нагрузку на долото следует оптимизировать для разрушения металлических частей и восстановления параметров внедрения долота в породу. Остановка проходки в связи с «отслеживанием долота» может потребовать подъема долота с поверхности бурения. Краткосрочный контакт с долотом и приложение осевой нагрузки без прекращения вращения могут способствовать изменению схемы работы долота и восстановлению процесса внедрения.

Наиболее вероятное место возникновения потерь в формациях Нахр-Умер, Шуайба, Верхние сланцы, Средние пески и Средние сланцы, в том числе если они сопровождаются изменением крутящего момента или проскоком (включая падение долота), – это за-

бой ствола. Однако потери во время спускоподъемных операций или при увеличении плотности бурового раствора происходят за пределами забоя. При возникновении потерь следует избегать прихвата труб, поскольку существует риск механического налипания на трубу оседающего вокруг ВНА шлама, который оказывает уплотняющее действие, усугубляя потери под ним. Труба должна постоянно находиться в движении. Необходимо также учитывать вероятность дифференциального прихвата. В скважинах WQ1-X52 и последующих скважинах формации Мишриф, пробуренных в 2017-2018 гг., была использована передовая стратегия бурения, продемонстрировавшая более высокую эффективность по сравнению с ранее применяемыми техниками бурения скважин (в среднем 30,3 дня при NPT 4,4%). В окончательный план бурения внесены коррективы, указанные на рис. 17. В ходе буровых работ в формации Мауддуд не было зафиксировано ни одного случая спирального или синусоидального выпучивания (рис. 18). Максимальный крутящий момент на столе ротора (вращение в забое – 8300 фунт-сила-футов) оставался ниже крутящего момента свинчивания для 31/2-дюймовой буровой трубы (рис. 19 и 20).



Рис. 17. Эксплуатационные характеристики скважины на месторождении Западная Курна 1 в период с 2017 по 2018 г.



Рис. 18. Оптимизация бурения путем мониторинга проблем бурения в режиме реального времени в формациях Мишриф и Мауддуд

Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.



MINING SCIENCE AND TECHNOLOGY (RUSSIA)

ГОРНЫЕ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИИ



Рис. 19. Управление реактивным крутящим моментом в зависимости от осевой нагрузки на долото



Рис. 20. Эффективность очистки скважины: минимальный дебит в сравнении с ROP – *a*; угол наклона, дебит и объем в % в формации Мауддуд на месторождении Западная Курна – б

Заключение

1. Для рассматриваемого профиля предпочтительным оказалось применение 16-дюймового долота SFD75D в наклонно-направленных скважинах. В контексте повышения производительности отлично проявили себя 16-дюймовые долота MMD65R, EQH16R и SF74R. Рекомендуется использовать долото MME65R PDC в качестве основного или резервного при предстоящем бурении горизонтальных скважин формации Мишриф в южной части Ирака. Долото в конструктивном исполнении MSi616L отлично показало себя при бурении 121/4-дюймовых профилей на юге Ирака, а долото типа EQH12DR использовалось при проведении недавних буровых работ по заканчиванию оставшихся участков 81/2-дюймового профиля и успешно выдержало все нагрузки. При бурении горизонтальных профилей долото MMD54 (5 лопастей, размер шарошки 13 мм) продемонстрировало превосходные показатели производительности и накопленных интервалов, достигнув максимальной ROP (26,9 м/ч).

2. Изменения в плане предусматривают спуск 121/4-дюймовой ротационной ВНА без стабилизаторов с большими насадками и нагнетание цементного моста на равновесии через долото для бурения до 2000 м. В случае потерь в формации Даммам будет закачан LCM, а при необходимости – цементный мост. Затем будут выполнены РООН и спуск бурильной трубы с открытым концом для установки цементного моста. Наконец, для бурения до проектной глубины будут выполнены РООН и спуск наклонно-направленной ВНА. Перед внедрением в формацию Харта необходимо проверить ECD и оптимизировать MW. В целях сведения потерь к минимуму следует избегать большого превышения давления, а поглощению бурового раствора можно противодействовать с помощью LCM.

3. Несколько успешных случаев использования FlexPlug зарегистрированы на месторождениях в южной части Ирака, что позволило собрать ценный опыт по предотвращению серьезных потерь циркуляции.

4. После 10 м бурения под кровлей формации Сади требуется остановить процесс и проверить по-



Al-Dujaili A. N. New advances in drilling operations in sandstone, shale, and carbonate formations.

тери перед продолжением буровых работ. Параметры PP/FG для нижнего интервала следует оптимизировать и обновить с учетом значений, использовавшихся для профиля кровли. Необходимо выполнить очистку скважины и проверить приток и РООН. Для бурения 12¹/₄-дюймового профиля в формации Харта следует использовать наклонно-направленную ВНА в роторном режиме с контролем параметров.

5. Необходимо отслеживать внезапные потери в формации Танума, при этом во избежание обрушения осыпающихся зон следует обеспечить постоянное наполнение ствола. Для укрепления существующих сланцевых пластов применение тампонирующего материала следует комбинировать с ингибированием глинистых сланцев.

6. Качественная очистка ствола в формации Мауддуд достигается при производительности 250–317 гал/мин в горизонтальном профиле при частоте вращения 40 об/мин, скорости оседания 10,2 фута/мин и пределе текучести 3,933 фунта/100 футов².

7. Рекомендуемые параметры перед началом бурения формации Нахр-Умер во избежание прихвата труб и осыпания ствола скважины: расход 2500–3500 л/мин, WOB 12–15 т, RPM 100–160 и MW 1,25 г/см³.

8. Проблема потери бурового раствора актуальна для северной части месторождения Западная Курна 1 и южной части месторождения Западная Курна 2, при этом на юге речь идет о частичной потере в связи с поглощением бурового раствора в формации Шуайба.

9. В формациях Мишриф и Зубейр 7-дюймовую эксплуатационную обсадную колонну спускают и устанавливают с надлежащей изоляцией. Необходимо обеспечить перекрывание обсадной колонны для предотвращения возможного сообщения между нижними водоносными зонами и приповерхностными областями потерь на этапе эксплуатации скважин.

10. Плотность бурового раствора составляет 1,28 г/см³ от кровли до подошвы формаций Зубейр и Мишриф, при этом скважины необходимо постоянно держать заполненными. Во избежание пульсации/свабирования скважины спускоподъемные операции надлежит выполнять с контролируемой скоростью. Во время перерывов в бурении необходимо регулярно проверять скважину на перелив и следить за выходом газа при наращивании, фонового и попутного газа. При бурении всех профилей формации Зубейр необходимо добавлять хлористый калий и поддерживать его концентрацию на уровне 3–5% в соответствии с планом.

11. В формации Ямама наилучшие результаты показало долото PDC (MMD65R). Рекомендуемые параметры: MW 1,60–1,65 г/см³, обязательное использование стабилизатора глинистых сланцев GEMTM GP/полимера KCl (5% KCl), расход 1800–2300 л/мин, RPM в соответствии с указаниями DD. Рекомендуется использовать нейтрализатор H₂S.

12. Нагнетатели следует отключить до тех пор, пока стволы скважин в формациях Мишриф, Мауддуд, Зубейр и Ямама не будут закреплены трубами для предотвращения возможного притока.

13. Наибольшее число сложностей при бурении зафиксировано в формации Даммам, в то время как в формациях Дибдибба, Хасиб, Румейла, Ахмеди и Мауддуд значительных проблем не выявлено.

Список литературы / References

- Алдамжаров Н.Н. Предупреждение аварий и осложнений при бурении разветвленно-горизонтальных стволов скважин. *Новости науки Казахстана*. 2017;(3):78–90. URL: https://vestnik.nauka.kz/ storage/docs/2017/2017_NNK_%E2%84%963_End.pdf
 Aldamzharov N. Prevention of accidents and complications during drilling of branched horizontal boreholes. *News of Science of Kazakhstan*. 2017;(3):78–90. (In Russ.) URL: https://vestnik.nauka.kz/storage/ docs/2017/2017_NNK %E2%84%963_End.pdf
- 2. Nazari T., Hareland G., Azar J. Review of cuttings transport in directional well drilling: systematic approach. In: *SPE Western Regional Meeting*. May 27–29, 2010, Anaheim, California, USA. https://doi.org/10.2118/132372-MS
- 3. Hashim J., Abdulkadir U., Alkali M., Kumar A. Basic drilling problems and optimization by general intensive knowledge. *International Journal for Advance Research and Development*. 2017;2(5):90–101. URL: https://www.ijarnd.com/manuscripts/v2i5/V2I5-1173.pdf
- 4. Salih A., Hussein H. Artificial intelligent models for detection and prediction of lost circulation events: a review. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2022;23(4):81–90. https://doi.org/10.31699/ IJCPE.2022.4.10
- 5. Miranda C., Oliveira J., Cavalcante G. et al. Materials for controlling severe lost circulation-laboratory evaluation. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. May 17–19, 2017, Buenos Aires, Argentina. https://doi.org/10.2118/185582-MS
- Caughron D., Renfrow D., Bruton J. et al. Unique crosslinking pill in tandem with fracture prediction model cures circulation losses in deepwater Gulf of Mexico. In: *IADC/SPE Drilling Conference*. February 26–28, 2002, Dallas, Texas. https://doi.org/10.2118/74518-MS
- 7. Toreifi H., Rostami H., Manshad A. New method for prediction and solving the problem of drilling fluid loss using modular neural network and particle swarm optimization algorithm. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2014;4:371–379. https://doi.org/10.1007/s13202-014-0102-5



- Аль-Дуджайли А. Н. Новые достижения в области бурения в песчаниковых, сланцевых и карбонатных формациях.
- 8. Bloys B., Davis N., Smolen B. et al. Designing and managing drilling fluid. *Oilfield Review*. 1994;6(2):33–43.
- Yarim G., Uchytil R., May R. et al. Stuck pipe prevention a proactive solution to an old problem. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. November 11–14, 2007, Anaheim, California, USA. https://doi. org/10.2118/109914-MS
- 10. Muqeem M., Weekse A., Al-Hajji A. Stuck pipe best practices a challenging approach to reducing stuck pipe costs. In: *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. April 8–11, 2012, Al-Khobar, Saudi Arabia. https://doi.org/10.2118/160845-MS
- 11. Salminen K., Cheatham C., Smith M., Valiullin K. Stuck-pipe prediction by use of automated real-time modeling and data analysis. *SPE Drilling & Completion*. 2017;32(03):184–193. https://doi.org/10.2118/178888-PA
- Saleh I., Khalaf A., Al-Jawad M. Southern Iraqi Oil fields drilling problems identification, analysis, and treatment. In: Offshore Technology Conference Asia. March 20–23, 2018, Kuala Lumpur, Malaysia. https:// doi.org/10.4043/28597-MS
- 13. Al-Dujaili A.N., Sundos H. A Statistical survey for drilling problems at North Rumaila field, Southern Iraq. A review enhanced with well logs analyses. *Jordan Journal of Earth and Environmental Sciences*. 2023. (In press.)
- 14. Sissakian V. Geological evolution of the Iraqi Mesopotamia Foredeep, inner platform and near surroundings of the Arabian Plate. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2013;72:152–163. https://doi.org/10.1016/j. jseaes.2012.09.032
- 15. Fouad S., Wafa'a A. Tectonic and structural evolution of Al-Jazira Area. *Iraqi Bulletin of Geology and Mining*. 2009;(3):33–48.
- 16. Fouad S. Tectonic and structural evolution of the Mesopotamia Foredeep, Iraq. Iraqi Bulletin of Geology and Mining. 2010;6(2):41–53.
- 17. Handhal A., Jawad S., Al-Abadi A. GIS-based machine learning models for mapping tar mat zones in upper part (DJ unit) of Zubair Formation in North Rumaila supergiant oil field, Southern Iraq. *Journal of Petrole-um Science and Engineering*. 2019;178:559–574. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.071
- Al-Khafaji A., Yonis S., Ibrahim R. et al. Geochemical characterization and origin of the Cretaceous Sa'di, Khasib, Mishrif, and Nahr Umr Crude Oils in Halfaya Oilfield, Southern Mesopotamian Basin, Iraq. *Petroleum Science and Technology*. 2021;39(21–22):993–1007. https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1980587
- 19. Abeed Q., Leythaeuser D., Littke R. Geochemistry, origin and correlation of crude oils in Lower Cretaceous sedimentary sequences of the southern Mesopotamian Basin, southern Iraq. *Organic Geochemistry*. 2012;46:113–126. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.02.007
- 20. Mehenni M., Guit F. Majnoon Field, SE Iraq: A giant unique among other giants? In: *First EAGE Workshop* on Iraq-Hydrocarbon Exploration and Field Development. 2012. https://doi.org/10.3997/2214-4609.20143558
- 21. Abbas M., Watheq J. Lithofacies classification of carbonate reservoirs using advanced machine learning: a case study from a Southern Iraqi oil field. In: *Offshore Technology Conference*. August 16–19, 2021, Virtual and Houston, Texas; 2021. https://doi.org/10.4043/31114-MS
- 22. Al-Ameri T., Jafar M., Janet P. Hydrocarbon generation modeling of the Basrah oil fields, Southern Iraq. In: *AAPG Annual Convention and Exhibition*. April 10-13, 2011, Houston, Texas. 2011;20116.
- 23. Salih T., Sahi S., AL-Dujaili A. Using different surfactants to increase oil recovery of Rumaila field (experimental work). *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2016;17(3):11–31. https://doi.org/10.31699/IJCPE.2016.3.2
- 24. Al-Ansari R. The petroleum geology of the upper sandstone member of the Zubair Formation in the Rumaila South. *Geological Study, Ministry of Oil, Baghdad, Iraq.* 1993.
- 25. Jassim S., Goff J. *Geology of Iraq*. Geological Society of London; 2006. 341 p.
- 26. Al-Ameri T., Jafar M., Pitman J. Hydrocarbon generation modeling of the Basrah oil fields, Southern Iraq. In: *AAPG Annual Convention and Exhibition*. March, 2012, Houston, Texas. 2012;20116:2011. https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.287.1176781
- 27. Al-Dujaili A., Shabani M., Al-Jawad M. Characterization of flow units, rock and pore types for Mishrif Reservoir in West Qurna oilfield, Southern Iraq by using lithofacies data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021; 11, 4005–4018. https://doi.org/10.1007/s13202-021-01298-9
- Al-Dujaili A., Shabani M., Al-Jawad M. Lithofacies and electrofacies models for Mishrif Formation in West Qurna Oilfield, Southern Iraq by deterministic and stochastic methods (comparison and analyzing). *Petroleum Science and Technology*. 2024;42(13):1656–1684. https://doi.org/10.1080/10916466.2023.2168282
- 29. Al-Dujaili A., Shabani M., Al-Jawad M. Lithofacies, deposition, and clinoforms characterization using detailed core data, nuclear magnetic resonance logs, and modular formation dynamics tests for Mishrif formation intervals in West Qurna/1 Oil Field, Iraq. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2023;1–13. https://doi.org/10.2118/214689-PA
- 30. Al-Dujaili A., Shabani M., AL-Jawad M. Effect of heterogeneity on capillary pressure and relative permeability curves in carbonate reservoirs. A case study for Mishrif Formation in West Qurna/1 Oilfield, Iraq. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2023;24(1):13–26. https://doi.org/10.31699/ IJCPE.2023.1.3

- 2024;9(4):308–327 Al-Dujaili A. N. New
 - Lazim A., Maki M., Tariq S. Detect faults of Zubair and Mishrif Formations–Zubair Oilfield by Integrate Structural Geology and Pressure Transient Analyses (PTA) to Selected Wells. *IOSR Journal of Applied Geology and Geophysics*. 2020;8(5):67–72. https://doi.org/10.9790/0990-0805016772
 - 32. Al-Jaberi M., A-Jafar M. Elements distribution for the upper sandstone member of the Zubair Formation in Zubair oil field, southern Iraq. *Iraqi Geological Journal*. 2020;53(1E):55–74. https://doi.org/10.46717/igj.53.1E.5Ry-2020-07-05
 - 33. Hussein M., Eren T., Rahman A. et al. Case Study for Curing Circulation Losses during Primary Cementing Operations Using Fiber Cement in Zubair Field/Iraq. In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. 29–31 January 2018, Abu Dhabi, UAE. 2018. https://doi.org/10.2118/189339-MS
 - 34. Zainab M., Almallah I., Al-Najm F. Petrophysical properties evaluation using well logging of the upper sand member of Zubair Formation in Zubair oil Field, Southern Iraq. *Basrah Journal of Science*. 2019;37(3):456–480. URL: https://www.basjsci.net/index.php/bsj/article/view/108
 - Al-Dujaili A., Shabani M., AL-Jawad M. Identification of the best correlations of permeability anisotropy for Mishrif reservoir in West Qurna/1 oil Field, Southern Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2021;30(3):27–33. https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2021.06.001
 - 36. Sadooni F., Alsharhan A. Stratigraphy, microfacies, and petroleum potential of the Mauddud Formation (Albian–Cenomanian) in the Arabian Gulf basin. *AAPG bulletin*. 2003;87(10):1653–1680. https://doi.org/10.1306/04220301111
 - Cross N., Goodall I., Hollis C. et al. Reservoir description of a mid-Cretaceous siliciclastic-carbonate ramp reservoir: Mauddud Formation in the Raudhatain and Sabiriyah fields, North Kuwait. *GeoArabia*. 2010;15(2):17–50. https://doi.org/10.2113/geoarabia150217
 - Beydoun Z. Productive Middle East clastic oil and gas reservoirs: their depositional settings and origins of their hydrocarbons. In: *Sedimentary Facies Analysis: a Tribute to the Research and Teaching of Harold G. Reading*. Wiley; 1995. Pp. 329–354. https://doi.org/10.1002/9781444304091.ch14
 - 39. Ibrahim M.W. Lithostratigraphy and subsurface geology of the Albian rocks of south Iraq. *Journal of Petroleum Geology*. 1981;4(2):147–162. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1981.tb00530.x
 - 40. Al-Zaidy A., Al-Mafraji T. Geohistory analysis and basin development of the Late Berriasian-Aptian Succession, Southern Iraq. *Iraqi Geological Journal*. 2019;52(2):36–52. https://doi.org/10.46717/igj.52.2.3Ms-2019-12-26
 - 41. Idan R., Faisal R., Nasser M. et al. Hydrocarbon potential of Zubair Formation in the south of Iraq. *Arabian Journal of Geosciences*. 2015;8:4805–4817. https://doi.org/10.1007/s12517-014-1569-6
 - 42. Al-Ghuribawi M., Rasha F. An Integrated Microfacies and Well Logs-Based Reservoir Characterization of Yamama Formation, Southern Iraq. *Iraqi Journal of Science*. 2021;62(10):3570–3586. https://doi.org/10.24996/ijs.2021.62.10.16
 - 43. Chafeet H. Yamama reservoir characterization in the West Qurna oil field, Southern Iraq. *Iraqi Journal of Science*. 2016;57(2A):938-947.
 - 44. Aqrawi A., Mahdi T., Sherwani G., Horbury A. Characterization of the Mid-Cretaceous Mishrif Reservoir of the southern Mesopotamian Basin, Iraq. In: *American Association of Petroleum Geologists Conference and Exhibition*. 7–10 March 2010; Manama, Bahrain. Pp. 7–10. https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.248.104
 - 45. Al-Iessa I., Zhang W. Facies evaluation and sedimentary environments of the Yamama Formation in the Ratawi oil field, South Iraq. Scientific Reports. 2023;13(1):5305. https://doi.org/10.1038/s41598-023-32342-9
 - 46. Al-Dujaili A.N., Shabani M., Al-Jawad M.S. The efficient and economical application of a cement slurry programme for sandstone and carbonate reservoirs. A case study of the Zubair, Mauddud, and Mishrif formations in a supergiant oilfield, in southern Iraq. *Bulletin of Geophysics & Oceanography*. 2024;65(3):439–460. https://doi.org/10.4430/bgo00450

Информация об авторе

Ахмед Н. Аль-Дуджайли – доктор наук, факультет нефтяного инжиниринга, Технологический университет имени Амира Кабира, г. Наджаф, Ирак; ORCID 0000-0003-0509-4504, Scopus ID 57224971849, ResearcherID GOH-1398-2022; e-mail ahmed.noori203@aut.ac.ir

Information about the author

Ahmed N. Al-Dujaili – PhD, Doctor, Petroleum Engineering Department, Amirkabir University of Technology, Najaf, Iraq; ORCID 0000-0003-0509-4504, Scopus ID 57224971849, ResearcherID GOH-1398-2022; e-mail ahmed.noori203@aut.ac.ir

Поступила в редакцию	26.08.2023	Received	26.08.2023
Поступила после рецензирования	27.03.2024	Revised	27.03.2024
Принята к публикации	02.05.2024	Accepted	02.05.2024