

EDN: XZIETH

УДК 622.24.051.5(394)

Mechanically Retrievable Packer Systems Used in Oil Production in the Suwaydia Field (Syria)

Almohammad Alnayef Mohammad^{a*},
Abdulla Sh. Khaladov^b and Nurdi Dzh. Bulchaev^b

*^aSiberian Federal University
Krasnoyarsk, Russian Federation*

*^bGrozny State Oil Technical University
named after academician M. D. Millionshchikova
Grozny, Russian Federation*

Received 06.07.2024, received in revised form 25.11.2024, accepted 20.12.2024

Abstract. The packer system is the most important component of the technological equipment, which is used to carry out work in the reservoir using perforated casing pipes (cased wellbore), as well as in an open wellbore. The types of mechanical packers that are used in the fields of Syria, their technical and operational characteristics, and methods for calculating the main operational characteristics are considered. The work proposes new approaches that allow you to correctly select the required type of packer to perform certain operations inside the well. The problems of effective use of NBR (Nitrile Butadiene Rubber) type packers with nitrile rubber seals in oil and gas fields of Syria have been solved based on a methodology using updated data to calculate the main operational characteristics of packer devices, which will increase productivity and guarantee the operability of equipment used in oil production.

Keywords: packer system, casing, mechanical packer, Suwaydia field, design, NBR (Nitrile Butadiene Rubber), cased wellbore.

Citation: Almohammad Alnayef Mohammad, Khaladov A. Sh., Bulchaev N. Dzh. Mechanically retrievable packer systems used in oil production in the Suwaydia field (Syria). J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2025, 18(1), 115–121. EDN: XZIETH



Механически извлекаемые пакерные системы, применяемые при добыче нефти на месторождении Суэдия (Сирия)

Альмохаммад Альнайеф Мохаммад^а,
А. Ш. Халадов^б, Н. Д. Булчаев^б

^а Сибирский федеральный университет
Российская Федерация, Красноярск

^б Грозненский государственный нефтяной
технический университет
имени академика М. Д. Миллионщикова
Российская Федерация, Грозный

Аннотация. Пакерная система является важнейшей составляющей технологического оборудования, которое применяется при проведении работ в пласте-коллекторе с использованием перфорированных обсадных труб (обсаженный ствол скважины), а также в открытом стволе скважины. Рассмотрены типы механических пакеров, которые применяются на месторождениях Сирии, их технические и эксплуатационные характеристики, методы расчета основных эксплуатационных характеристик. В работе предлагаются новые подходы, которые позволяют правильно выбрать требуемый тип пакера для выполнения определенных работ внутри скважины. Решены задачи эффективного применения пакеров типа NBR (Nitrile Butadiene Rubber) с резиновыми уплотнениями из нитрильного каучука на нефтяных и газовых месторождениях Сирии на основе методики с использованием уточненных данных для расчета основных эксплуатационных характеристик пакерных устройств, что позволит повысить производительность и гарантировать работоспособность оборудования, применяемого при добыче нефти.

Ключевые слова: пакерная система, обсадная колонна, механический пакер, месторождение Суэдия, конструкция, NBR (Nitrile Butadiene Rubber), обсаженный ствол скважины.

Цитирование: Альмохаммад Альнайеф Мохаммад. Механически извлекаемые пакерные системы, применяемые при добыче нефти на месторождении Суэдия (Сирия) / Альмохаммад Альнайеф Мохаммад, А. Ш. Халадов, Н. Д. Булчаев // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2025, 18(1). С. 115–121. EDN: XZIETH

Назначением пакерной системы является длительная автономная эксплуатация рабочих органов узла. Также подобные конструкторско-технологические решения и технические системы применяются для эксплуатации нефтяных, нефтегазовых, газонефтяных, газовых и нагнетательных скважин. На нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых месторождениях Сирии используются извлекаемые и неизвлекаемые механические пакеры, монтаж которых производится за счет механического воздействия на пакерное устройство.

По способу установки эти пакеры подразделяются на группы: пакеры с установкой вращением колонны труб, пакеры с установкой натяжением колонны труб и пакеры с установкой разгрузкой колонны труб [1].

Конструкция механического извлекаемого пакера предоставляет возможность многократного повторного использования в процессе эксплуатации. Поэтому такие пакеры очень часто применяются, если необходимо, например, изолировать определённый участок скважины. Для обеспечения многократно-повторяющегося монтажа желательно использовать в качестве базовых

узлов механизмы многократного действия с применением цанговых элементов, а для получения герметичной изоляции интервалов скважины при повторных посадках необходимо применять механизмы по типу узлов раздвижных опор [2].

Месторождение Суэдия расположено в пределах северо-восточной Сирии, на границе с Ираком, и приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания. Размеры в пределах нефтегазовой залежи 16x10 км, амплитуда около 500 м, наибольшей ширины складка достигает на границе Ирака – 14,5 км. К западу структура плавно сужается до 7 км.

На месторождении Суэдия в Сирии механические пакеры применяются для разобщения и разделения пластов в скважинах при добыче нефти на глубине до 2000 метров. Механические пакеры с комбинированным механизмом (рис. 1), можно монтировать как в обсаженном стволе, так и в стволе без спущенной обсадной колонны.



Рис. 1. Пакер, применяемый на месторождении Суэдия (Сирия)

Fig. 1. Packer used in the Suwaydia field (Syria)

Скважины имеют следующее конструктивное исполнение: на якорное устройство опирается колонна труб для разгрузки пакерного устройства типа простой (сплошной) конструкции. Механизм активируется при возникновении осевой нагрузки от колонны труб, воздействующей на корпус пакера. Пакер можно использовать как с опорой на забой, так и с применением специального якорного устройства [3].

В нефтегазовой отрасли Сирии широко применяются пакерные устройства типа NBR (Nitrile Butadiene Rubber) – многократного действия с комбинированным механизмом раздвижных опор и уплотнением из нитрильного каучука (рис. 2).

Элементы устройства приводятся в действие вращением с одновременной разгрузкой или натяжением колонны труб. Снятие пакерного механизма происходит за счет приложения повышенных значений величины осевой нагрузки от колонны труб.



Рис 2. Пакер типа NBR (Nitrile Butadiene Rubber) – нитрильный каучук

Fig. 2. Packer type NBR (Nitrile Butadiene Rubber) – nitrile rubber

Данный узел обладает жесткой и прочной конструкцией, позволяющей осуществить многократный монтаж-демонтаж при спуско-подъемных операциях, а также может быть использован при различных скважинных операциях, таких как ремонтно-изоляционные работы, вызов притока, селективных операций в комбинации с извлекаемой мостовой пробкой [1, 2].

Резинотехнические изделия в нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных скважинах, используемые для изоляции испытываемого интервала, также должны быть устойчивы к агрессивным средам (H_2S). Размер резинового уплотнения – 750 мм (75 см), длина пакера 3 метра. Конструкция уплотнителей состоит из двух слоев резины в пакере и воспринимает давление 35 МПа. Пакеры имеют идентичные конструкции как для добычи нефти, так и газа. Однако есть существенное отличие в химическом составе уплотнительных резиновых манжет.

Основные технические и эксплуатационные характеристики пакера

Металл, из которого изготавливается пакер, должен быть устойчив к коррозионному воздействию. Кроме того, чем больше глубина скважины, тем выше пластовая температура, поэтому требования к коррозионной устойчивости материалов возрастают с увеличением глубины скважины. Пакеры подбираются по внутреннему диаметру обсадных труб. Внутренний диаметр обсадных труб составляет 7 дюймов (177,8 мм), и его необходимо учитывать. Диаметр НКТ нефтяных скважин 3 дюйма (76,2 мм). Толщина стенки должна выбираться с учетом нагрузок, повышающихся с увеличением глубины скважины, и может достигать 7 мм. Если скважина спроектирована так, что спускается один или несколько пакеров, то глубина закрепления пакера определяется в соответствии с характеристиками нефтегазоносных пластов.

Перфорация и спуск обсадных труб обусловлены характером залежи, а именно устойчивостью пласта-коллектора. Если пласт-коллектор неустойчивый, обсадные трубы спускаются и перфорируются, то есть ствол скважины обсажен. А если пласт-коллектор устойчивый, обсадные трубы не спускаются, то есть ствол скважины не обсажен.

В соответствии с рабочей температурой стандартный пакер для данного месторождения (Суэдия) рассчитан на температуру до 90 °С.

Механические якорные устройства для установки в обсаженный ствол скважины имеют конструкцию плашечного типа, в которой происходит заклинивание пары плашка-конус. Как известно, в конструкции таких якорных устройств используется механизм, предотвращающий самопроизвольное срабатывание, – узел активации. Конструкция узла активации может работать за счет срезания винтов или с применением упругих цанговых элементов. Эти устройства унифицированы и предполагают многократное использование.

Механические якорные устройства применяются на разных нефтяных и нефтегазовых, газонефтяных месторождениях Сирии в обсаженных стволах скважин, в процессе проведения различных технологических работ, таких как:

- испытание пластов, залегающих на разных глубинах в разрезе скважины;
- в процессе бурения для предупреждения возможных поглощений бурового раствора;
- при ликвидации скважин для установки цементных мостов в связи с обводненностью и т.д.

Якорные устройства [4] применяют в совокупности с механическими пакерными устройствами. Их используют в тех случаях, когда исполнитель принимает решение выполнить монтаж пакера без опоры на забой. В таких случаях в качестве базовой опоры используется якорное устройство, позволяющее зафиксировать внутри обсаженного ствола различное технологическое оборудование.

На рис. 3 представлено якорное устройство [4]. Основной областью применения данного устройства является селективное испытание скважин с использованием пакеров, спускаемых на трубах, для выполнения ремонтно-изоляционных работ.



Рис. 3. Якорное устройство для обсаженного ствола скважины

Fig. 3. Anchor device for cased wellbore

К достоинствам представленных якорных устройств можно отнести:

- возможность проведения обоснования количества объектов гидродинамических исследований с разными пакерами;
- более достоверная привязка по глубине залегания объекта разработки в разрезе скважины для установки якорного устройства;
- возможность обеспечения высокой степени герметичности от низших и выше залегающих пластов в разрезе скважины без предварительной установки изоляционных цементных мостов;
- возможности применения на разных глубинах в одной скважине за одну спускоподъемную операцию.

Установка якорного устройства осуществляется за счет вращательного движения труб с одновременным созданием осевого усилия, действующего по направлению забоя. Для осуществления демонтажа необходимо приложить растягивающее осевое усилие на колонну с целью перевода ее в транспортное положение.

Методика расчета основных эксплуатационных характеристик пакерных устройств

При расчетах конструкции пакеров основными исходными данными обычно являются следующие параметры:

- геолого–технологические условия эксплуатации;

- диапазон внутренних диаметров обсадной колонны;
- широкий диапазон пластовых давлений, от которых зависит депрессия на пласт.

В процессе расчета пакера определяются необходимое и достаточное давление пластов и забойное для герметизации, осевая нагрузка, обеспечивающая это давление, рациональная и достаточная толщина уплотняющего элемента (резинового элемента). Также значение имеют конструктивные параметры уплотняющего элемента. Для определения минимальной величины осевой нагрузки Q , обеспечивающей герметичное разделение (разобщение) ствола скважины, применяют следующее уравнение:

$$Q \geq \frac{0,111 \cdot \Delta p \cdot F + G \cdot F \cdot [(R_c^2 - r_{ш}^2)^3 - (R_n^2 - r_{ш}^2)^3]}{(R_c^2 - r_{ш}^2)^2 \cdot (R_n^2 - r_{ш}^2)^2}, \quad (1)$$

где F – площадь поперечного (диаметрального) сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии; $G = 1 \dots 5$ МПа – модуль упругости-сдвига резины [4]; R_n и R_c – наружный радиус резины до деформации и после нее (последний равен внутреннему радиусу обсадной колонны); $r_{ш}$ – внутренний радиус резины; Δp – перепад давления у пакера.

Толщина уплотнительного элемента пакера в свободном состоянии рассчитывается с учетом условия равенства площадей его поверхности до и после деформирования.

$$h_{\min} = \frac{2h_c (R_c + r_{ш}) + R_c^2 - R_n^2}{2(R_n + r_{ш})}, \quad (2)$$

где h_c – толщина уплотнительного элемента пакера в сжатом состоянии.

Наибольшая толщина уплотнительного элемента определяется с учетом требований самозакрепления пакера при действии осевого усилия.

$$h_{\max} = \frac{(R_n^2 - r_{ш}^2) \cdot R_c^3}{0,45 \cdot f \cdot (R_n^2 - r_{ш}^2) (3R_c^2 + 2R_c^2 \cdot r_{ш} - r_{ш}^2)}, \quad (3)$$

где f – коэффициент трения (0,1...0,15).

Для пакеров под обсадные колонны с диаметрами 73–89 мм в расчетах коэффициент $k_{он}$ равен 1,09...1,07.

При расчете пакерного устройства необходимо учитывать влияние плашечного захвата на прочность обсадной колонны.

В конструкциях пакеров с полным перекрытием плашками кольцевого зазора, нагрузка на обсадную колонну распределяется равномерно по всему периметру. В этом случае предельная осевая нагрузка на плашечный захват, при которой обсадная колонна не нарушается, определяется по формуле:

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{\sigma_T \cdot n \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot (D^2 - d^2) \cdot l_{\text{пл}} \cdot (L_{\text{пл}} + 16/3 f_{\text{пл}}^2)^{1/2}}{D^2 + d^2}, \quad (4)$$

При ограниченном контакте плашек по периметру обсадной колонны участки труб между ними работают на изгиб. В данном случае предельная осевая нагрузка на плашечный захват рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{2\sigma_{\text{т}} \cdot n \cdot \text{tg } \alpha \cdot h^2 \cdot l_{\text{пл}}}{d}, \quad (5)$$

где $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала труб обсадной колонны; n – число плашек (по радиусу); α – угол конуса плашки; D, d, h – наружный и внутренний диаметры и толщина стенки трубы обсадной колонны; $l_{\text{пл}}$ – высота плашек (длина по вертикали); $L_{\text{пл}}$ – длина хорды плашки; $f_{\text{пл}}$ – стрела дуги поверхности плашки.

По окончании расчетов полученное значение предельной нагрузки $Q_{\text{пред}}$ сравнивается с нагрузкой Q , необходимой для создания уплотнения. Если $Q_{\text{пред}} < Q$, то в конструкцию пакера необходимо внести изменения, направленные на повышение жесткости и прочности технологической системы.

Выводы

Дальнейшее развитие работы заключается в создании методики расчета и выбора конструкции механического извлекаемого пакера, исходя из имеющегося опыта применения пакеров на месторождении Суэдия, для глубин скважин до 2000 метров на различных нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных месторождениях Сирии. Предполагаемая методика позволит выбрать требуемый тип пакера для выполнения определенного типа работ по скважинам, а применение пакеров типа NBR (Nitrile Butadiene Rubber) с резиновыми уплотнениями из нитрильного каучука позволит повысить производительность и гарантировать работоспособность оборудования, применяемого при добыче на нефтяных, газовых и газонефтяных месторождениях Сирии.

Список литературы /References

[1] Копейкин И. С., Лягов А. В., Замараев А. Н. Пакер, применяемый в открытом стволе нефтегазовых скважин для проведения различных геолого-технических мероприятий *Экспозиция Нефть Газ*, 2016, 5(51), 48–51 [Kopeikin I. S. Lyagov A. V., Zamaraev A. N. A packer used in open hole oil and gas wells to carry out various geological and technical activities. *Exposition Oil Gas*, 2016, 5(51), 48–51 (In Rus.)]

[2] Копейкин И. С. Повышение показателей эксплуатационной эффективности резиновых манжет пакерной системы, применяемой в условиях многократно-повторяющихся посадок. *Norwegian journal of development of the international science*, 2020, 39(1), 38–41 [Kopeikin I. S. Increasing the operational efficiency of rubber cuffs of a packer system used in conditions of repeated landings. *Norwegian journal of development of the international science*, 2020, 39(1), 38–41 (In Rus.)].

[3] Литвинов А. В. Повышение работоспособности уплотнительного элемента пакера. *Нефтепромысловое дело*, 2007, 3, 41–45 [Litvinov A. V. Improving the performance of the packer sealing element. *Oilfield Business*, 2007, 3, 41–45 (In Rus.)]

[4] Копейкин И. С. *Совершенствование пакерно-якорной технической системы для селективных геолого-технических мероприятий в необсаженном стволе скважины*. автореф. дис. ... канд. техн. наук, Уфа, 2021, 28. [Kopeikin I. S. *Improving the packer-anchor technical system for selective geological and technical measures in an open wellbore*, Thesis ... cand. of tech. Sci. Ufa, 2021, 28. (In Rus.)]