

УДК 622.276.74

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ

THE FEATURES OF CONDUCTING CAPITAL WELL REPAIRS AT THE DEVELOPMENT OF THE ZHETYBAY FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Матвеева Изабелла Сергеевна
студентка 4 курса направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
izabell96@mail.ru

Барамбонье Соланж
студент-магистрант 2 курса направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
Институт Нефти, газа и энергетики
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
технологический университет»
barambone91@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена промывка скважин для удаления песчаных пробок и проведён сравнительный анализ эффективности прямой и обратной промывки. Описаны методы борьбы с образованием песчаных пробок и технология подземного и капитального ремонтов скважин; выполнен критический анализ состояния качества работ при проведении капитального и подземного ремонтов скважин в НГДУ «Жетыбаймунайгаз»; проанализированы работы при капитальном ремонте скважин по интенсификации добычи нефти; описана промывка скважин для удаления песчаных пробок с технологической схемой. Эффективность применяемых способов промывки скважин показывает, что обратная промывка водой является более эффективной, чем прямая промывка водой.

Ключевые слова: борьба с образованием песчаных пробок; методы крепления призабойной зоны скважин; крепление призабойной зоны цементным раствором; крепление призабойной зоны цементно-песчаной смесью; крепление призабойной зоны химическими реагентами; выбор скважин для обработки химическим методом; подготовка скважины к обработке.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
the branch LLC «Gazprom mining
Krasnodar», Kanevskoe gas field
management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Matveeva Izabella Sergeevna
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Barambonye Solange
Masters' Student,
Department code 21.04.01
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
barambone91@mail.ru

Annotation. In the article the wells washing for removal of sand plugs is considered and the comparative analysis of efficiency of direct and backwashing is carried out. Methods of controlling the formation of sand plugs and the technology of underground and overhaul of wells are described; a critical analysis of the state of work quality during capital and underground well repairs in the oil and gas production department «Zhetybaymunaigas»; the work was analyzed in the course of overhaul of wells to intensify oil production; the wells are washed to remove sand plugs with the process flow diagram. The effectiveness of the methods used for washing wells shows that reverse flushing with water is more effective than direct flushing with water.

Keywords: struggle with the formation of sand plugs; methods of fastening the bottomhole well zone; fastening of bottomhole zone with cement mortar; anchoring the bottomhole zone cement-sand mixture; fastening of bottomhole zone with chemical reagents; selection of wells for chemical treatment; well preparation for processing.

Месторождение Жетыбай расположено в западной части полуострова Мангышлак и по административному подчинению входит в состав Каракиякского района Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими к месторождению населёнными пунктами, как показано на рисунке 1, являются посёлок Жетыбай (1 км) и районный центр Курык (60 км).

Крупное многопластовое, нефтегазовое месторождение Жетыбай было открыто в 1961 году. В промышленную эксплуатацию месторождение вступило в 1969 году.

Эксплуатационное бурение на месторождении Жетыбай было начато после составления в 1969 году технологической схемы разработки наиболее глубокозалегающих залежей XI, XII и XIII горизонтов.

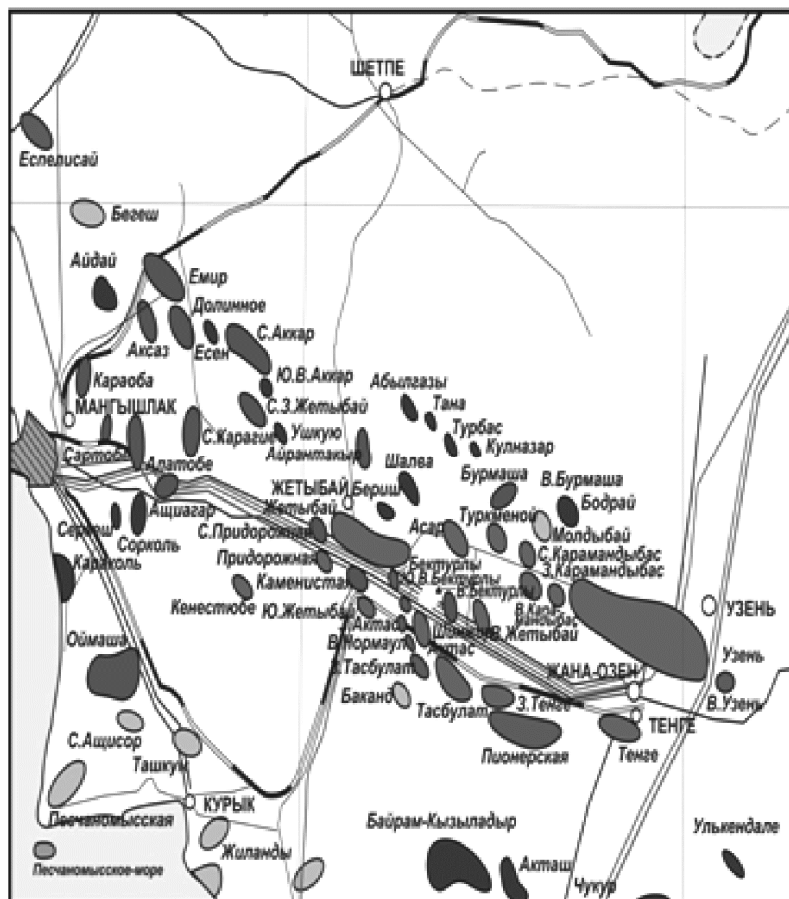


Рисунок 1 – Обзорная карта района

На месторождении Жетыбай бурением вскрыты мезокайнозойские отложения толщиной около 3000 м (от неогеновых до триасовых). Установлена нефтегазоносность в отложениях ааленского, байосского, батского, келловейского ярусов среднеюрского и верхнеюрского отделов.

Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке субширотного простирания, по поверхности I продуктивного горизонта размеры её 22×6 км при амплитуде 65 м. Структура довольно пологая, с глубиной углы падения пород на крыльях увеличиваются от 2,5° до 5°. В присводовой части структуры в пределах довольно широкого свода обособляются два куполовидных поднятия, разделённые небольшим прогибом глубиной порядка 10 м, который оказывается достаточным для контролирования ряда залежей в пределах юрского продуктивного разреза.

Борьба с образованием песчаных пробок

Методы крепления призабойной зоны скважин

В процессе эксплуатации пластов, сложенных рыхлыми, слабосцементированными породами, в скважину выносятся песок вместе с жидкостью из пласта. При этом нарушается устойчивость пород призабойной зоны, что приводит к серьёзным осложнениям: к осаждению песка, образованию песчаных пробок, прихвату труб и т.д. Для уменьшения пескопроявления и предотвращения нарушения призабойной зоны для крепления скважин применяют:

- цементный раствор;
- раствор цементно-песчаной смеси;
- химические реагенты (фенолформальдегидную смолу).

Крепление призабойной зоны цементным раствором

Сущность метода заключается в закачке водоцементного раствора в призабойную зону скважины. В зависимости от поглотительной способности скважины и мощности пласта производят 1–3 заливки. Цементный раствор заполняет пустоты и трещины в породе, твердеет и тем самым закрепляет породу. Однако при этом несколько снижается проницаемость призабойной зоны.

Перед обработкой скважин цементным раствором определяют:

- 1) количество сухого цемента, необходимого для обработки скважины;
- 2) количество воды для затворения цемента и продавки цементного раствора в пласт;
- 3) давление продавки раствора;
- 4) время, необходимое для закачки раствора в пласт.

Количество сухого цемента определяют исходя из объема закрепляемой зоны, диаметром которой задаются, учитывая особенности обрабатываемой скважины: длительность предшествующей эксплуатации, количество вынесенного песка, поглотительную способность и т.п. В среднем диаметр закрепляемой зоны принимают равным 0,5–1,0 м.

Количество воды, необходимое для затворения цемента, определяют исходя из водоцементного отношения, равного 0,5.

Продолжительность закачки раствора в скважину и продавки его в пласт определяют, исходя из производительности цементировочного агрегата.

Давление продавки устанавливают ориентировочно по поглотительной способности скважины и обычно принимают равным 4–5-кратному давлению поглощения воды при одной и той же скорости её нагнетания в скважину (0,5 м³/мин.).

Работы по креплению призабойной зоны скважины цементным раствором производят в следующей последовательности. В скважину спускают заливочные трубы, конец которых устанавливают на 3–5 м выше верхних отверстий фильтра. Затем устанавливают цементировочную арматуру, производят её обвязку с колонной и заливочным агрегатом и проверяют герметичность всех соединений. Перед закачкой цементного раствора нагнетают воду в заливочные трубы, закрывают кран на затрубном пространстве и определяют поглотительную способность скважины. Затем при открытом кране затрубного пространства цементировочной арматуры закачивают цементный раствор через спущенные заливочные трубы до их конца. После этого закрывают кран затрубного пространства и продавливают цементный раствор в пласт. По окончании продавки открывают кран затрубного пространства и промывают скважину от излишков цементного раствора. Затем заливочные трубы приподнимают на высоту, исключающую возможность их прихвата и скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента. По истечении этого срока скважину вводят в эксплуатацию.

Крепление призабойной зоны цементно-песчаной смесью

Метод основан на создании в призабойной зоне проницаемой и устойчивой к размыву массы из цемента, песка и воды.

Для приготовления цементно-песчаного раствора применяют чистый песок с зёрнами размером 0,2–0,4 мм и тампонажный цемент. Весовое соотношение сухого цемента и песка составляет 1 : 3.

Перед обработкой определяют:

- 1) объём цементно-песчаной смеси, необходимый для крепления призабойной зоны скважин;
- 2) количество сухого цемента;
- 3) количество песка;
- 4) количество воды для приготовления раствора.

Для облегчения подсчетов составлена номограмма, с помощью которой определяют количество цемента, песка и воды, необходимое для приготовления цементно-песчаной смеси. Номограмма составлена для случая, когда условная пористость

укрепляемой зоны $m=1$, т.е. порода в этой зоне отсутствует. Объём цементно-песчаной смеси должен соответствовать объёму укрепляемой зоны, диаметром которой задаются.

Для приготовления раствора цементно-песчаной смеси применяют один из следующих двух способов:

- 1) цементно-песчаную смесь затворяют в отдельной ёмкости путём постепенной засыпки песка в заранее приготовленный цементный раствор, интенсивно перемешивая;
- 2) цементно-песчаную смесь готовят в сухом виде, затем затворяют водой в гидравлической мешалке.

Первый способ предпочтительнее, так как при этом получается более равномерная смесь (цемент – песок – вода).

Последовательность работ при креплении скважин цементно-песчаным раствором такая же, как и при креплении цементным раствором. Различие заключается только в приготовлении цементно-песчаного раствора.

Крепление призабойной зоны химическими реагентами

Сущность этого метода крепления заключается в том, что в прифильтровую зону скважины (за колонну) вводят водорастворимую фенолформальдегидную смолу, которая проникает в поры и пустоты породы и, затвердевая, связывает частицы песка в прочную, проницаемую, устойчивую к размыву массу, при наличии в поровом пространстве как воды, так и нефти.

Раствор смолы представляет собой легко подвижную жидкость вишнёво-коричневого цвета, плотностью 1130–1150 кг/м³. Твердение смолы в пласте происходит при температуре 60 °С и выше, а в присутствии кислот – при более низких температурах.

Выбор скважин для обработки химическим методом

Обрабатывать следует в первую очередь:

- пробкообразующие, не очень дренированные скважины с дебитом нефти не менее 2 тонн/сут.;
- все пробкообразующие скважины, переводимые с компрессорного на глубинно-насосный способ эксплуатации;
- скважины, вышедшие из бурения, а также после возврата на вышележащий горизонт, освоение которых затруднено вследствие частого пробкообразования.

Нельзя обрабатывать скважины:

- с дефектом эксплуатационной колонны и при наличии на забое посторонних предметов, с притоком посторонних вод (обработка может быть проведена только после изоляции вод);
- со столбом жидкости менее 150 м;
- в призабойной зоне которых имеют место обвалы с разрушением кровли пласта.

Подготовка скважины к обработке

Перед обработкой в скважине проводят следующие подготовительные работы.

Производят очистку скважины от песчаной пробки. Обследуют состояние эксплуатационной колонны. Замеряют забой и уровень с помощью аппарата Яковлева. Замеряют температуру забоя. Определяют поглощательную способность скважины.

Скважины с температурой на забое 60 °С и выше обрабатывают в следующей последовательности:

1. Спускают заливочные трубы до верхних отверстий фильтра. В нижней части заливочных труб устанавливают пакер для герметизации кольцевого пространства между обсадной колонной и спущенными трубами.
2. После соединения агрегата с цементировочной арматурой нефтью вытесняют воду из колонны заливочных труб.
3. Вслед за нефтью в колонну заливочных труб закачивают необходимый объём смолы.
4. Нефтью (или нефтью и водой) вытесняют смолу из колонны заливочных труб и задавливают в пласт, закачивая расчетный объём жидкости.

5. Освобождают пакер и поднимают из скважины 100 м заливочных труб. Если продавка смолы производилась нефтью, то после подъёма 100 м труб необходимо последние промыть водой, чтобы смыть со стенок труб плёнку смолы.

6. Скважину оставляют в покое на время, необходимое для затвердения смолы, затем замеряют забой и уровень жидкости в скважине.

7. При наличии в скважине в интервале фильтра смоляного стакана, его разбуривают, после чего определяют поглотительную способность скважины.

Скважины с температурой забоя ниже 60 °С обрабатывают в следующем порядке:

1. Через колонну заливочных труб в скважину закачивают 15 %-ный раствор соляной кислоты для кислотной обработки зоны, крепления и удаления из неё углекислых солей. Закачку ведут отдельными порциями в 6–12 приёмов через каждые 30–60 мин.

2. Кислоту из колонны заливочных труб продавливают лёгкой нефтью.

3. Через 10–16 часов после закачки кислоты в скважину закачивают смолу. Перед закачкой в смолу добавляют от 3 % до 5 % (по объёму) 15 %-ной соляной кислоты для расслоения смолы на два слоя – воду и собственно смоляной слой. Кислоту дозируют в таком количестве, чтобы расслоение смолы полностью произошло в пласте к концу её закачки. Смоляной слой представляет собой легко подвижную жидкость и сохраняет эту подвижность не менее 10–12 часов. Добавлять кислоту к смоле следует в ёмкости агрегата малыми порциями при непрерывном перемешивании.

4. Смолу продавливают в пласт, закачивая лёгкую нефть в объёме колонны заливочных труб.

5. В скважину закачивают 20 %-ную соляную кислоту в объёме, равном двум объёмам закачанной смолы. Кислоту продавливают отдельными порциями в 3–4 приёма через каждые 30 мин.

6. Кислоту продавливают из колонны заливочных труб в пласт нефтью или водой. Для закачки кислоты в скважину применяют кислотный агрегат; для закачки нефти, воды и смолы – заливочный.

7. Освобождают пакер и поднимают 100 м заливочных труб.

8. Скважину оставляют в покое на 2 суток для затвердения смолы, после чего замеряют забой и определяют уровень жидкости.

9. При наличии в скважине в интервале фильтра смоляного стакана его разбуривают, после чего определяют поглотительную способность скважины.

Техника и технология добычи нефти и газа

Характеристика показателей способов эксплуатации скважин

В настоящее время на месторождении отбор жидкости из добывающих скважин в основном осуществляется фонтанным способом.

При фонтанной эксплуатации продукция от забоя до устья отбирается по ступенчатому лифту, составленному, из труб диаметром 73 мм и 88,9 мм марки стали С-75 и 5М-90, спущенному до интервала перфорации нефтяного пласта.

В качестве наземного оборудования добывающих скважин используются установки для эксплуатации нефтяных и газовых скважин с устройствами для предупреждения открытых фонтанов типа КОУК-89/73-35Д К2-136Э.

КОУК – комплекс оборудования управляемого клапана-отсекателя, предназначенный для эксплуатации нефтяных и газовых скважин с устройствами для герметичного перекрытия ствола фонтанных скважин в аварийных ситуациях как автоматически, так и дистанционным управлением.

Глубинно-насосный способ эксплуатации на месторождении Жетыбай применяется с самого начала разработки. Эксплуатация скважин на месторождении Жетыбай глубинно-насосным способом осложняется влиянием вредного газа. Наличие газа в водонефтяной смеси также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно зависит от свойств нефти и содержания воды в смеси.

Допустимые значения газосодержания на входе в насос по техническим условиям эксплуатации установок составляют 25 %, однако на самом деле эта величина ко-

леблется (в зависимости от типоразмера насоса) в пределах 5–25 % от объема добываемой продукции.

Для борьбы с влиянием вредного газа рекомендуются следующие методы:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую её работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство.

Создание на приеме насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Этот метод широко распространён, так как прост технологически и организационно, но является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большие глубины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с затратами на насосно-компрессорные трубы, кабель, электроэнергию и спускоподъёмные операции, а иногда и невыполнимо по техническим причинам.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Среди скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосными установками, несомненно, существуют скважины, имеющие низкие технико-экономические показатели как из-за объективных причин (таких как осложнённые условия эксплуатации), так и из-за субъективных (например, недостаточно рациональный режим эксплуатации).

При работе штанговых насосных установок часто встречаются условия, осложняющие работу установок. К ним относятся большое газосодержание на приеме насоса, содержание песка в жидкости, отложение парафина в НКТ, а также минеральных солей в узлах насоса, сильное искривление скважин.

Чаще всего осложнения происходят вследствие влияния газа на работу насоса, уменьшающего коэффициент наполнения цилиндра.

При выделении в пласте ниже давления насыщения из (нижней) жидкой фазы выделяется свободный газ и к забою скважины поступает двухфазный поток. При этом соотношение жидкой и газовой фаз зависит от давления насыщения и поддерживаемого динамического уровня в процессе эксплуатации скважин. При однофазном поступлении нефти к забою скважин возможно также выделение свободного газа из жидкой фазы при условии поддержания забойного давления ниже давления насыщения. Газ, поступающий вместе с нефтью на прием насоса, занимает часть полезного объема цилиндра насоса и значительно снижает производительность насоса. Возможны случаи, когда под влиянием газа работа клапанов полностью парализует и насос практический прекращает подачу жидкости.

Технологические приёмы предотвращения вредного влияния газа на работу глубинно-насосной установки включают:

- использование штанговых насосов с уменьшенным вредным пространством (НСН2 и НСВ1);
- увеличение длины хода плунжера;
- увеличение глубины погружения насоса под уровень жидкости в добываемой скважине;
- отсасывание газа из затрубного пространства скважины.

Из общей теории работы штангового насоса следует, что коэффициент наполнения зависит от газового фактора в условиях приема насоса и доли вредного пространства по отношению к объёму, описанному плунжером. Уменьшение вредного пространства достигается применением насоса, имеющего на нижнем конце плунжера дополнительный нагнетательный клапан. Из этого следует, что применение насосов НГН-1 со штоком неэффективно в скважинах с большим газосодержанием на приеме.

При погружении насоса на глубину, где давление равно давлению насыщения, вредное влияние газа вообще прекращается, так как свободного газа на этой глубине нет.

На наполнение насоса в известной мере можно влиять, изменяя коэффициент сепарации газа на приеме насоса, который зависит от условий всасывания газожидкостной смеси. С помощью особых устройств и приспособлений, называемых *газовыми яко-*

рями, удаётся увеличить долю газа, уходящего через межтрубное пространство, следовательно, уменьшить долю газа, поступающего в цилиндр насоса.

Такие величины как обводнённость, газовый фактор, растворимость газа, температура на приёме насоса являются природными факторами и не поддаются изменению. Другие факторы, такие как давление на приёме насоса, коэффициент сепарации и коэффициент вредного пространства, можно изменять.

Осложнения, вызванные отложением парафина, устраняют различными методами:

- периодической тепловой обработкой скважины, обычно закачкой пара в межтрубное пространство без остановки работы станка-качалки;
- закачкой в межтрубное пространство различных растворителей (керосин, солярка, нестабильный бензин);
- прикреплением к колонне штанг пластичных скребков на расстоянии друг от друга, равном ходом полированного штока.

Наиболее эффективным средством борьбы с парафином является извлечение из скважины штанг и труб и их пропарка, и очистка на поверхности с помощью паровой передвижной установкой.

Осложнения, вызванные отложением солей, устраняются также различными методами, как, например:

- периодической закачкой в пласт растворов различных кислот;
- применением скважинных дозаторов, с помощью которых в поток ниже приёма насоса в малых количествах вводятся растворителей солевых отложениях или специальные реагенты;
- периодической промывкой скважины и насосного оборудования через межтрубное пространство растворителями. Борьба с этим явлением требует тщательного изучения химического состава солей и подбора соответствующих растворителей.

На месторождении Жетыбай используются серии отечественных ингибиторов коррозии типа «Д» и «ИКТ». Дигазфен Д-6 используют для защиты скважинного оборудования, сборных коллекторов, водоводов в системе ППД. Д-5, Д-4-3 и ИКТ используют для защиты оборудования ШСНУ, где происходят агрессивные газожидкостные потоки.

На основании анализа промысловых данных на месторождении Жетыбай выявлены следующие технологические участки основных систем, работающих в осложнённых отложениями неорганических солей условиях:

- система добычи нефти (призабойная зона, НКТ, насосы, газлифтные клапана, хвостовики);
- отложения неорганических солей имеют сложный химический состав, идентифицированными компонентами отложений являются сульфат бария ($BaSO_4$), сульфат кальция ($CaSO_4$), карбонат кальция и магния ($CaCO_3$ и $MgCO_4$) с небольшими примесями соединений железа, хлористого натрия и песка.

Отложения неорганических солей приводят к снижению продуктивности скважин и уменьшению межремонтного периода работы оборудования.

Наиболее эффективным методом предотвращения отложения неорганических солей является метод их ингибирования химическими веществами, небольшие добавки которых (0,001–0,005 % веса) к добываемой жидкости существенно замедляют скорость кристаллизации солей в оборудовании. В качестве ингибиторов отложения солей наибольшее применение нашли фосфорорганические соединения.

Процесс ингибирования осуществляется в основном двумя способами:

- 1) постоянная дозировка в поток жидкости в расчетном количестве;
- 2) периодическая заправка ингибитора в призабойную зону пласта.

Нефти месторождения Жетыбай отличаются значительным содержанием парафина (до 24 %) и высокой температурой застывания (до 30 °С). При этом вязкость дегазированной нефти при температуре 50 °С достигает 30,3 мПа·с.

Многолетний опыт эксплуатации месторождения показал, что в процессе работы нефтяных скважин возникают серьезные осложнения при парафинизации подземного и надземного оборудования. Это приводит к необходимости проведения различных профилактических мероприятий по депарафинизации насосно-компрессорных труб с дополнительным привлечением специальной техники, материальных и трудовых ресурсов.

С целью снижения вышеописанных затрат, а также для принятия более кардинального решения на месторождении Жетыбай применяют эмалированные НКТ с внутренним грунтовым покрытием, практически инертным к парафину. Как показал опыт эксплуатации, а также проведённые исследования, выпадение парафина отмечается в среднем в интервалах глубин от устья до 1200 м.

Наиболее технологическим методом предупреждения парафиноотложения является применение химических реагентов. Подача ингибиторов парафиноотложений в среднем в 1,5 раза снижает интенсивность парафиноотложений.

Из существующих ингибиторов парафиноотложений на месторождении применяют реагент ХТ-48. Наряду с этим проводятся опытно-промышленные испытания отечественного ингибитора типа СНПХ-7200. В качестве оборудования для подачи ингибитора в скважины глубинно-насосного фонда рекомендуются устьевые дозировочные насосы.

Расход реагента в скважину определяется следующими нормами: 100 г на тонну добываемой нефти, но не менее 2,5 литров в сутки.

Песок при работе глубинного насоса, попадая в его цилиндр, становится причиной заедания плунжера и быстрого срабатывания клапанов и самого плунжера. Особенно разрушительно действует на трущиеся части мелкий песок, поступающий в насос вместе с нефтью. Песчинки, попавшие в зазор между плунжером и цилиндром, приводят к быстрой порче насоса. Одной из наиболее частых причин малой производительности насоса является порча клапанов песком, находящимся в нефти во взвешенном состоянии. Струя нефти, несущая песок, при проходе через клапан вынуждена резко менять своё направление и проталкиваться через узкое кольцевое сечение, омывая шарик клапана. Шарик и седло при этом стираются песком, форма клапанов изменяется и нормальная их работа нарушается.

При большом количестве песка в жидкости последний скапливается во всех неровностях насоса, особенно в местах уширения проходных клапанов, где уменьшается скорость движения жидкости (выход из клапанов, в трубах над плунжером). Песок выпадает из взвешенного состояния особенно интенсивно в скважинах, дающих большое количество воды. Отлагающийся в насосе песок затрудняет действие клапанов, а иногда и совершенно забивает их, вызывая остановку скважины и необходимость ремонтных работ в ней.

Существующие методы борьбы с песком можно подразделить на следующие направления:

- создание препятствий для поступления песка из пласта в скважину путём применения забойных фильтров различных конструкций и укрепление песков призабойной зоны химическими реагентами;
- ограничение выноса песка из пласта в скважину посредством регулирования отбора жидкости из скважины;
- эксплуатация скважин с выносом всего поступившего песка в скважину на поверхность по эксплуатационной колонне и насосным трубам;
- периодическое удаление накапливаемого песка на забое скважины;
- уменьшение количества песка у приёма насоса путём установки различных защитных приспособлений, фильтров, песочных якорей и сепараторов.

При работе насосных установок в наклонных скважинах наблюдается истирание насосных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для уменьшения подобных осложнений применяются штанговращатели, а колонна штанг оборудуется специальными муфтами-вставками, снабжёнными роликами, которые могут перекачиваться по внутренней поверхности труб, не допуская соприкосновения тела штанги или муфты с трубой.

Технология подземного ремонта скважин

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин с течением времени их дебит снижается или прекращается. В скважинах выходит из строя подземное оборудование вследствие износа или поломок, может произойти прорыв посторонних вод, возникает необходимость изменить технологический режим работы скважины и т.д.

Все работы, связанные с восстановлением технологического режима скважин или его изменением, с ликвидацией аварий, прорывов посторонних вод, заменой или ремонтом оборудования, спущенного в скважину, зарезкой вторых стволов, а также ликвидацией скважины, относятся к подземному ремонту скважин.

Различают два основных вида подземного ремонта скважин – *текущий* и *капитальный*.

К капитальному ремонту относят более сложные работы в скважинах, связанные с ликвидацией аварий с подземным оборудованием, с изоляцией посторонних вод, с возвратом на другой продуктивный горизонт, с зарезкой и бурением второго ствола и т.п.

К текущему подземному ремонту относят планово-предупредительный (профилактический) и внеплановый ремонты.

Различают следующие работы текущего подземного ремонта нефтяных скважин:

- 1) смена насоса и его деталей;
- 2) ликвидация обрыва или отвинчивания насосных штанг;
- 3) промывка насоса;
- 4) смена насосно-компрессорных труб и штанг (в том числе ликвидация утечек в подъёмных трубах);
- 5) изменение погружения в жидкость колонны подъёмных труб;
- 6) чистка или промывка скважины для удаления песчаной пробки;
- 7) очистка подъёмных труб от парафина и других отложений;
- 8) проверка пусковых приспособлений;
- 9) спуск и подъём погружных электронасосов (ЭЦН); ремонт скважин, эксплуатирующихся ЭЦН;
- 10) спуск или замена пакера;
- 11) обработка призабойной зоны скважины и другие геолого-технические мероприятия, связанные с подъёмом и спуском подземного оборудования и направленные на улучшение технологического режима эксплуатации, увеличение дебита скважины и т.д.

Технологический процесс подземного ремонта скважин можно разбить на три последовательных этапа:

- 1) подготовительные работы;
- 2) спускоподъёмные операции;
- 3) заключительные работы.

Подготовительные работы проводят до начала ремонта скважины с целью обеспечения бесперебойной работы бригады по подземному ремонту скважин.

Спускоподъёмные операции являются весьма трудоёмкими, в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 40 до 85 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, т.е. фактически они определяют общую продолжительность подземного ремонта.

Заключительные работы по окончании подземного ремонта скважины состоят в сборке её устьевого оборудования

Текущий подземный и капитальный ремонты скважин выполняют специальные бригады, оснащённые соответствующим оборудованием и инструментом.

Основные задачи бригад подземного ремонта и всех промысловых работников, занятых обеспечением этих работ, состоят в максимальном увеличении межремонтного периода работы скважин и в повышении добычи нефти и газа при наименьших затратах труда, материалов и других средств.

Службой капитального ремонта также выполняются ремонты, цель которых является восстановление целостности ствола скважины путём исправления смятой колонны обсадных труб или цементного кольца, изоляция вод по стволу скважины или пластовых, изоляция подошвенных вод пласта, переход на эксплуатацию нового горизонта, ликвидация сложных внутрискважинных аварий, ремонт устьевого или фильтровой части скважины.

Особенностью капитального ремонта скважин является необходимость в целом ряде случаев выполнять операции, аналогичные операциям, осуществляемым при сооружении скважин, т.е. транспортировку и монтаж буровой установки, и все остальные операции по проводке, заканчиванию и освоению скважины.

Технология капитального ремонта скважин

Капитальный ремонт скважин связан с работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта разработки, а также с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды. К работам, выполняемым бригадами КРС, можно отнести:

1. Изоляция верхних, нижних и смешанных вод. К этому виду относятся работы, связанные с исправлением цементного кольца в скважине и изоляцией отверстий в эксплуатационной колонне (без изменения конструкции скважины).

2. Изоляция подошвенных, контурных, промежуточных и тектонических вод. Эти работы предусматривают различные методы воздействия на призабойную зону пласта с целью устранения или уменьшения притока в скважину.

3. Возврат скважин на вышележащие и нижележащие горизонты. При этих работах предусматривается полная изоляция отдельных пластов, вскрытых перфорацией, и подготовка к эксплуатации новых объектов.

4. Ликвидация аварий. К этому виду относятся работы по извлечению из скважин насосно-компрессорных и бурительных труб, прихваченных песком или цементом; извлечение смятых и сломанных труб, насосных штанг, глубинных насосов, газовых якорей, фильтров, стальных канатов и каротажного кабеля. К ловильным работам относится также очистка скважин от посторонних предметов.

На месторождениях, где преобладает фонтанный способ эксплуатации, а нефть не содержит песка, число аварий обычно невелико. На месторождениях, разрабатываемых с высоким темпом отбора нефти, где применяются газлифтный и глубинно-насосный способы эксплуатации, число аварий возрастает.

Аварии при спускоподъемных операциях в скважинах возникают в результате заклинивания в колонне подземного оборудования и падения труб, штанг и различных предметов в скважину. В скважинах, где из пласта совместно с нефтью поступает песок, возникают аварии вследствие прихвата песком лифтовых труб и глубинно-насосного оборудования. Прихват песком промывочных труб с пакером происходит иногда при гидравлическом разрыве пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

5. Устранение повреждений эксплуатационных колонн. Этот вид работ включает восстановление герметичности резьбовых соединений труб, ликвидацию смятий и сломов эксплуатационных колонн, а также ремонт фильтровой части скважин.

6. Изменение конструкции скважин. Изменение конструкции скважин предусматривает спуск дополнительных колонн (сплошных или летучек), а также забуривание и проводку вторых стволов.

7. Прочие ремонтно-исправительные работы. К ним относятся работы по борьбе с отложениями парафина и соли в трубах, пробкообразованием и другими осложнениями при эксплуатации скважин, ремонт устья скважин, исправление обреза колонн, подготовка скважин к ликвидации и другие работы.

Критический анализ состояния качества работ при проведении КРС и ПРС в НГДУ «Жетыбаймунайгаз»

По состоянию на 01.01.2017 г. в НГДУ «Жетыбаймунайгаз» из всего эксплуатационного добывающего фонда (1099 скважин) бездействует по разным причинам 384 скважины, в том числе 366 скважин, находящихся в бездействующем фонде из прошлых лет. В нагнетательном фонде в бездействии находятся 213 скважин, 43 скважины из прошлых лет.

Если разобраться по причинам бездействия этих скважин, то

- по нарушениям в эксплуатационной колонне бездействует 46 скважин;
- по авариям НКТ 167 скважин;
- перекрыт фильтр на 58 скважинах;
- сильная обводненность на 84 скважинах;
- слабый приток на 20 скважинах;
- высокий газовый фактор на 6 скважинах;
- оставлен пакер на 3 скважинах,

а в нагнетательных скважинах:

- отсутствует приёмистость в 14 скважинах;
- межколонные проявления в 2 скважинах;
- закрыт забой посторонними предметами на 22 скважинах,

т.е. практически все виды ремонта, предусмотренные общепринятым классификатором на КРС, имеются в эксплуатационном фонде и требуют проведение КРС для вывода из бездействия.

По НГДУ «Жетыбаймунайгаз» ежегодно в организационно-технических мероприятиях наряду с выполнением планового задания делается особый акцент на повышение эффективности работ бригад капитального ремонта скважин, и подрядной организацией ТОО «OSC» запланировано отремонтировать 300/47 скважин силами 27 бригад КРС.

Из 27 бригад КРС, функционировавших в ТОО «OSC», по месторождениям Жетыбайского производственного куста 10–12 бригад в течение года занимаются подготовкой скважин к гидравлическому разрыву пласта (ГРП), 4 бригады занимаются постоянно сложными ремонтами по нагнетательному фонду, а остальные 11–13 бригад занимаются ликвидацией аварий, ремонтно-изоляционными работами в сильно обводняющихся скважинах и в добывающих скважинах с нарушениями (негерметичностью) в эксплуатационных колоннах.

Недостаточная эффективность ремонтных работ в бригадах КРС связана, наряду с организационными неполадками (простоями различного рода), с допущением аварии в ходе проведения КРС, с затратами времени на незавершенных ремонтом скважинах (оставленные на последующие сроки), а так же затратами времени связанными с ликвидацией брака в работе при подготовке скважин к ГРП (отказ в работе пакеров, подвесок 3 НКТ) и при установке цементных мостов, изоляционных работ.

Анализ работ бригад КРС по установкам цементных мостов и изоляционным заливкам (РИР) при проведении ремонтов скважин показывает, что немалое производительное время теряется именно при проведении этого вида ремонта. Только на разбуривание излишних цементных мостов на 13 скважинах потеряно 1358 часов производительного времени.

В ходе проведения выборочного обследования технической оснащённости подъёмных агрегатов, используемых для проведения капитального, подземного ремонта и освоения скважин (УПА-60М, А-50, Ар-32/40, АПРС-40 и т.д.), и оснащённости обслуживающих бригад оборудованием и инструментом в цехах КРС, ПРС НГДУ «Жетыбаймунайгаз» с фотографированием объектов были обнаружены некоторые отклонения от установленной технологии, правил ТБ и ПБ, в частности:

1) устье добывающих, нагнетательных скважин не оборудовано специальным шахтным проемом для текущего сбора пластового флюида, промывочной жидкости разливающихся при подъёме, промывке и НГП с колонны подвески НКТ и устьевого оборудования;

2) КРС и освоение скважин осуществляется с применением устаревшего амбарного метода работ, где циркуляция промывочной жидкости замыкается благодаря применению земляного желоба (канавы для стока жидкости) с устья скважины к земляному амбару;

3) замазученный грунт или нефтешлам после КРС вывозятся на полигон – специально отведённое место для временного содержания углеводородных отходов. Вокруг территории многих скважин образовались амбары с нефтешламом, для ликвидации которых требуются технические и людские ресурсы;

4) технологические процессы (обуривание, фрезерование, бурение цементного моста и т.д.) при КРС преимущественно осуществляется с применением роторного способа с использованием механических роторов, что создаёт определённую трудность обслуживающему персоналу при наращивании труб (НКТ) из-за высокого уровня соединительных резьбовых концов их (крестовина ФА, при НГП – превентор ППМ-125×210);

5) на многих скважинах состояние рабочих площадок под установку подъёмного агрегата при КРС, а также станков-качалок при эксплуатации скважин не соответствует требуемому качеству с точки зрения прочности, устойчивости и практичности их при-

менения, так как часто во время ремонта скважины приходится заменять фундаментные плиты из-за их разрушения;

6) приём, укладка НКТ, привезённых из трубной базы и поднятых со скважины, осуществляется с некоторыми сложностями из-за ограниченности полезной площади самого приёмного моста;

7) из-за ограниченной пропускной возможности по ремонту труб (НКТ) на трубной базе не всегда осуществляется (производится) смена отработавшей подвески НКТ комплектом, смена НКТ производится по частям (по 50–60 штук на скважину);

8) хотя по утверждённой схеме ОУС предусмотрена установка доливной и запасной (на 25 м³) ёмкости, противовыбросовое оборудование (превентор ППМ-125×210) фактически при КРС не используют из-за сложности монтажа, затратоёмкости и хронической нехватки их (обеспечения ими всех бригад КРС было накладно);

9) согласно правилам ТБ, подъёмные агрегаты, предназначенные для проведения КРС, ПРС и освоения скважин, должны оснащаться контрольно-измерительными приборами, например, комплектом приборов ГИВ-6 и приспособлением против разбрызгивания пластового флюида (юбка) при подъёме со скважин бурильных труб (НКТ). Однако фактически в комплекте прибора ГИВ-6 самозаписывающие приборы не установлены, а «юбка» вообще отсутствует.

Эти технологические отклонения вызывают сложности в установлении истинных причин допущенных аварий, качественном расследовании их и в обеспечении соблюдения экологических требований, условий культуры производства.

Главными причинами непроизводительной работы бригад КРС и ПРС являются:

1. Отсутствие чёткой регламентации проведения технологических операций при проведении конкретного вида капитального ремонта скважин, т.е. практически у исполнителя работ нет порядка (последовательности) проведения ремонтных работ, он (исполнитель) руководствуется при выполнении задания только планом работ (разработанным общего характера) и заказ-нарядом на проведение работ, т.е. здесь напрашивается реальная необходимость разработки «Технологического регламента» на проведение КРС и ПРС, так как на сегодняшний день в АО «Мангистаумунайгаз» такой руководящий документ отсутствует. Эти негативные моменты в целом отрицательно влияют в повышении квалифицированного уровня исполнителей работ;

2. Слабая техническая оснащённость бригад КРС и ПРС (первонеобходимым оборудованием, инструментом утвержденного перечня);

3. Отсутствие чётко расписанной технологии глушения скважин с соблюдением всех требований, предъявляемых к жидкостям глушения, а также недостаточно квалифицированного исполнения самого технологического процесса по глушению скважин непосредственными исполнителями, что снижает эффективность работ. В этом плане необходимо решать проблему разработки специального регламента по глушению скважин с применением более прогрессивных технологий с сохранением естественных коллекторских свойств пород продуктивного пласта;

4. Значительное количество производительного времени при КРС теряется на ликвидацию аварий, допущенных в ходе проведения ремонтных работ – из-за высокого уровня износа бурильных и высаженных насосно-компрессорных труб, используемых преимущественно в качестве технологической подвески, из-за недостаточной работы по подготовке технологических труб к работе, с проведением соответствующих мероприятий по обеспечению их качества. При обследовании «головы» аварийной НКТ, постороннего предмета или места нарушений (обрыв, смещение, порыв и т.д.) в эксплуатационной колонне недостаточно используется комплекс методов определения характера их нарушения с применением различных видов печатей (конусные, объёмные);

5. В настоящее время в системе АО «Мангистаумунайгаз» для обследования состояния искусственного забоя и ствола в эксплуатационной колонне используют в единственном варианте плоскодонную свинцовую печать, что не всегда эффективно в выборе необходимого варианта метода ликвидаций аварии;

6. Как было отмечено выше, одной из причин столь высокого уровня износа бурильных труб и НКТ является массовое применение роторного способа бурения при проведении различных технологических процессов в ремонтных работах. Применение меха-

нических роторов в КРС с вращением бурильной колонны способствует быстрому разрушению устьевого оборудования, износу обсадных труб, составляющих эксплуатационную колонну, и износа вращающихся частей самого механического ротора при постоянной нехватке их (простои в КРС в ожидании механических роторов составляют ежегодно более 1000 часов). НГДУ сталкивается с проблемами износостойкости резьбы ниппельной части НКТ. При этом возникает необходимость многократного подъёма, развинчивания и свинчивания резьбового соединения «НКТ – муфта». По данным нефтепромышленной статистики 50–55 % отказов НКТ (80 % общего числа скважинного оборудования) связаны с резьбовыми соединениями. В настоящее время производители НКТ обеспечивают в лучшем случае до шести свинчиваний – навинчиваний резьбовых соединений, после чего вследствие износа ниппельной части изделие выбраковывается.

7. Из-за отсутствия контроля за состоянием работ механических роторов (нет манометров, тахометров) недостаточно используются моторесурсы их, не обеспечивается оптимальный режим технологического процесса (низкая механическая скорость бурения, малая эффективность ловильных работ и т.д.). Указанные выше факторы также способствуют в увеличении срока продолжительности ремонтных работ, порой до оставления скважин на не завершённый фонд, не обеспечив (не достигнув) цели работ, потеряв огромное время затрат.

Ликвидация песчаных пробок

Эксплуатация нефтяных месторождений с коллекторами из рыхлых несцементированных пород, особенно песчаников, приводит к вымыванию пластовой жидкостью из породы частиц песка, глин и образованию в стволе скважины песчаной пробки. При перекрытии фильтра скважины пробкой приток жидкости уменьшается и может вообще прекратиться. В связи с этим и возникает необходимость удаления из скважины песчаных пробок. Иногда мощность песчаной пробки достигает нескольких десятков и даже сотен метров. Ликвидацию песчаных пробок производят очисткой скважины с помощью желонки, продувкой воздухом или промывкой жидкостью. Промывка значительно эффективней.

Очистку скважин с помощью желонки обычно применяют при небольшой мощности пробки в неглубоких, чисто нефтяных (безводных) скважинах, эксплуатирующих залежи с низким пластовым давлением.

Перед очисткой скважины с помощью аппарата Яковлева определяют мощность песчаной пробки.

Желонку спускают в скважину на тартальном канате. Когда до пробки остаётся 10–15 м, тракторист отпускает тормоз лебёдки и желонка под действием силы тяжести ударяется о песчаную пробку. При этом клапан её открывается, и некоторое количество песка и жидкости проникает в желонку.

Для большего наполнения желонку несколько раз слегка ударяют о пробку, затем поднимают. Для опорожнения желонку опускают на пол буровой, при этом клапан открывается, и песок с жидкостью выливается.

Промывка песчаных пробок выполняется с помощью промывочного агрегата, нагнетающего в скважину жидкость, которая размывает пробки и выносит на поверхность песок до полной ликвидации пробки.

В качестве жидкости для ликвидации песчаных пробок применяют нефть, воду и глинистый раствор: нефть для промывки чисто нефтяных скважин, воду – как чисто нефтяных (если пласт не поглощает), так и скважин, дающих вместе с нефтью воду. Глинистый раствор закачивают в фонтанные скважины, где пластовое давление превышает гидростатическое. При использовании нефти и глинистого раствора в качестве промывочной жидкости необходимо иметь специальную желобную систему и отстойники для очистки этих жидкостей от выносимого из скважины песка.

В качестве труб при промывке песчаных пробок применяют НКТ. Промывка выполняется прямым, обратным и комбинированным способами.

Комбинированный способ применяется при возможности фонтанирования.

В зависимости от способа промывки собирается промывочный манифольд – обвязка устья скважины, колонны НКТ и промывочного агрегата.

Агрегаты для промывки песчаных пробок представляют собой транспортную базу, в качестве которой используются колесные или гусеничные машины, на которой смонтирован промывочный насос, емкость и средства контроля и управления процессом промывки с предохранительными клапанами. Агрегаты несут на себе манифольд, необходимый для обвязки скважины, насоса и ёмкостей во время промывки.

Промывочный насос агрегата приводится в действие от ходового двигателя, через коробку отбора мощности и коробку передач, позволяющую менять режим работы насоса.

Промывочные агрегаты используются не только для промывки песчаных пробок, но и для ряда других нефтегазопромысловых процессов, в частности, для замены жидкости в скважине при её освоении после ремонта, для закачки в скважину жидкости для её глушения перед ремонтом, для закачки теплоносителя при депарафинизации скважины или выкидных линий. Поэтому конструкция промывочных агрегатов заранее разрабатывается на выполнение и этих процессов.

Промывка скважин для удаления песчаных пробок

Для более рациональной промывки скважин с целью удаления песчаных пробок рекомендуется промывочное устройство ПУ-1, которое позволяет в определённой степени ликвидировать недостатки прямого и обратного способов промывки и рациональнее использовать преимущества каждого из них.

Промывочное устройство ПУ-1, которое показано на рисунках 2 и 3, состоит из циркуляционной муфты 1 с продольными и поперечными отверстиями для направления жидкости из кольцевого пространства (над резиновой манжетой) в трубы и обратно из кольцевого пространства (под резиновой манжетой) в промывочные трубы.

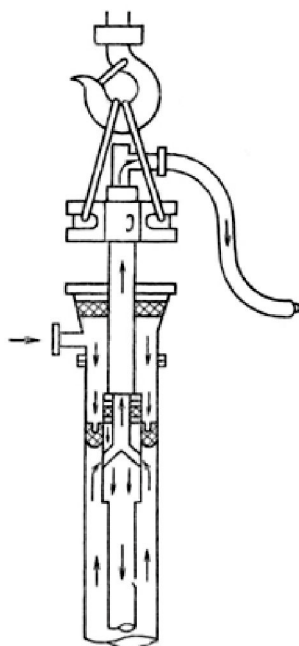


Рисунок 2 – Схема промывки скважины от песчаной пробки с применением промывочного устройства ПУ-1

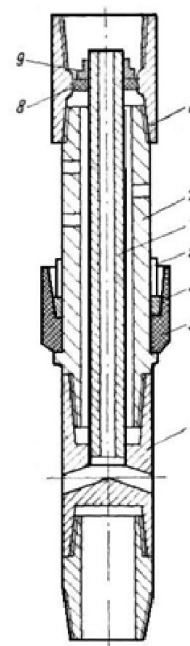


Рисунок 3 – Промывочное устройство ПУ-1

На нижний конец циркуляционной муфты навинчивают переводник для присоединения промывочного устройства к трубам. В верхний конец циркуляционной муфты навинчивают корпус 2, в котором просверлены несколько отверстий. Снаружи на корпус надета резиновая самоуплотняющаяся манжета 3, которая удерживается распорным кольцом 4 и зажимной гайкой 5. На верхний конец корпуса навинчивают спецмуфту 6. В середине циркуляционной муфты имеется гнездо, в резьбу которого ввинчивают нижний конец внутреннего патрубка 7. Верхний конец этого патрубка снаружи гермети-

зируется сальниковой набивкой 8 и грундбуксой 9. Этим исключается возможность прохода жидкости через соединение внутреннего патрубка со спецмуфтой. Технология промывки сводится к следующему.

В скважину опускают промывочные трубы, после чего к промывочным трубам наращивают промывочное устройство, затем в верхний конец промывочного устройства ввинчивают наращиваемую трубу и спускают в скважину. При этом башмак промывочных труб должен находиться выше уровня пробки на 15–20 м. Затем устье оборудуют головкой для обратной промывки. Чем ближе установлено промывочное устройство к уровню пробки, тем больше эффективность данного приспособления. Однако глубина установки промывочного устройства до начала промывки зависит от ряда факторов и, в частности, от способа эксплуатации, глубины подвески труб, конструкции состояния эксплуатационной колонны. Её можно определить расчётным путём.

Для отвода жидкости, выходящей из колонны промывочных труб, пользуются также отводной головкой. На устье устанавливают сальник для обратной промывки и через его отвод закачивают промывочную жидкость в затрубное пространство. Вследствие перекрытия межтрубного пространства манжетой жидкость через отверстия в корпусе 2 и продольные каналы циркуляционной муфты 1 подаётся по трубам к забою скважины (пробке). Смесь размытой пробки и жидкости поднимается по затрубному пространству до циркуляционной муфты и, проходя через её поперечные каналы и патрубков 7, поступает в промывочные трубы, а затем выносится на поверхность.

По окончании размыва пробки на длину наращенной трубы элеватор, загруженный колонной промывочных труб, сажают на сальник и закачивают 1–2 м³ жидкости (для подъёма размытой пробки на безопасную высоту). Затем наращивают новую трубу. Такие операции повторяются в зависимости от мощности пробки. По окончании промывки снимают с устья скважины сальник, поднимают трубы с промывочным устройством.

Прямая промывка водой

При прямой промывке жидкость нагнетают в промывочные трубы, а размытый песок выносится на поверхность по кольцевому (межтрубному) пространству между промывочными трубами и эксплуатационной колонной; при обратной промывке промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство, а размытый песок движется по промывочным трубам.

При прямой промывке жидкость нагнетают насосом через стояк, промывочный шланг и вертлюг в трубы. Восходящий поток вместе с размытой пробкой поднимается по межтрубному пространству на дневную поверхность.

По мере размыва и выноса пробки промывочные трубы медленно опускают, пока вертлюг не дойдёт до устья. После этого продолжают нагнетать жидкость, пока размытая пробка не будет поднята до устья скважины, т.е. до чистой воды. Затем наращивают новую трубу и продолжают промывку скважины.

Для повышения эффективности прямой промывки применяют ряд приспособлений, усиливающих разрушительное действие струи промывочной жидкости (мундштук-перо, фреза, фрезер Мельникова, карандашный мундштук, бросовый наконечник и др.).

Основные преимущества прямой промывки:

- лучший размыв пробки жидкостью, выходящей из башмака промывочных труб;
- возможность применения на конце промывочных труб различных насадок для усиления размывающей способности струи жидкости.

Основные недостатки этого способа промывки:

- низкая скорость восходящей струи жидкости, вследствие чего размытый песок медленно поднимается вверх: при большом диаметре эксплуатационной колонны скорость восходящего потока может оказаться недостаточной для выноса крупных частиц песка;
- необходимость промывки скважины до чистой воды перед каждым наращиванием труб (во избежание их прихвата вследствие оседания песка);
- неизбежность перерывов в процессе промывки скважины перед каждым наращиванием труб, при этом перерывы являются более длительными, чем при обратной промывке.

Обратная промывка водой

При обратной промывке жидкость нагнетается через манифольд в тройник с герметизатором, уплотняющим НКТ, в затрубное пространство и, размывая пробку, поднимается по НКТ до тройника манифольда, а по нему к приёмной ёмкости.

При обратной промывке жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам, благодаря чему достигаются большие скорости восходящего потока, обеспечивается вынос на поверхность более крупных фракций песка и, следовательно, ускоряется процесс промывки.

При обратной промывке для герметизации устья скважины применяют сальник для обратной промывки скважин, оно действует подобно самоуплотняющемуся поршню. Давление промывочной жидкости распирает резиновое уплотнение и тем самым герметизирует кольцевое пространство.

Во избежание загрязнения рабочего места, обливания рабочих струёй промывочной жидкости, выходящей на поверхность, применяют головку для отвода жидкости.

Основными преимуществами обратного способа промывки являются:

- большая скорость восходящего потока жидкости, что почти полностью устраняет возможность прихвата труб;
- кратковременность перерывов в процессе промывки перед каждым наращиванием труб.

Недостатками этого способа промывки являются:

- меньшая интенсивность размыва пробки;
- относительно высокое избыточное давление на забое скважины в связи с высокой скоростью восходящего потока жидкости в трубах, что при низких пластовых давлениях приводит к проникновению в пласт больших объёмов промывочной жидкости;
- невозможность полного вскрытия фильтра в скважинах, поглощающих промывочную жидкость;
- невозможность применения насадок, а, следовательно, и промывки скважины от плотных песчаных пробок.

В таких случаях рекомендуется применять комбинированную промывку.

После выноса песка скважину промывают до полной ликвидации пробки.

Определяя гидравлический расчёт промывки скважины для удаления песчаной пробки, можно сказать, что обратная промывка водой является более эффективной, чем прямая промывка водой, так как время на промывку скважины для удаления пробки уходит гораздо меньше, чем при прямой промывке. Размывающая сила струи жидкости также меньше и, сравнивая мощности, необходимые для промывки, можно убедиться, что мощности при обратной промывке больше, чем при прямой промывке.

Литература:

1. Уточнённый проект разработки месторождения Жетыбай. Отчёт «КазНИПИнефть», рук. Лысенко В.Д., Дияров Д.О., Апакаев Ж. Тема 143/81. – Актау, 2004.
2. Авторский надзор за разработкой месторождения Жетыбай (уточнение технологических показателей разработки). Отчёт «КазНИПИнефть», рук. Кисляков Ю.П. Договор № 39/89. – Шевченко, 1989.
3. Ежегодные отчёты финансово-хозяйственной деятельности НГДУ «Жетыбаймунайгаз», 1998–2006 гг.
4. Ежегодные отчёты службы ООС НГДУ «Жетыбаймунайгаз».
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія / А.І. Булатов [и др.]. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Особенности проведения капитального ремонта скважин при разработке месторождения Жетыбай [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) / в 4 ч. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Часть 4. – С. 34–42.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Часть 1. – С. 74–80.
16. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
17. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Фёдоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М. : Научно-Образовательное Содружество «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Матвеева И.С. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: Научный журнал «Globus», 2017. – 1 часть. – С. 5–19.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 125–140.
20. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.
21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) P.: 734–741 URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
22. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – Volume 2. – Issue 11. – Nov 2017. – P. 6–11. e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

References:

1. The specified project of mining Zhetybay. Report Kaznipineft, hands. Lysenko V.D., Diyarov D.O., Apakayev Zh. Subject 143/81. – Aktau, 2004.
2. Architectural supervision of mining of Zhetybay (specification of technological indicators of development). Report Kaznipineft, hands. Kislyakov Yu.P. Contract № 39/89. – Shevchenko, 1989.
3. Annual reports of financial and economic activity of NGDU of «Zhetybaymunay-gaz», 1998–2006.
4. Annual reports of service OOS NGDU «Zhetybaymunaygaz».
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Краснодар : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013–2014. – V. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.
11. Development of oil and gas wells. Science and practice: monograf / A.I. Bulatov [etc.]. – Львів: Spol, 2018. – 476 p.
12. Features of carrying out workover when developing field Zhetybay. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html
13. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar // Collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev). – To.: multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius», 2016. – Part 1. – P. 5–10.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the surrounded well trunk of sandy traffic jams with the help the bestrubnykh of hydroborers // «New science: from the idea to result»: The international periodical following the results of the International scientific and practical conference (on November 22, 2016, Surgut) / in 4 h – Sterlitamak : AML, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Use the koltyubingovykh of technologies when cleaning of well face sand // Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for the materials XVI of the International scientific and practical conference «Current Problems of Science of XXI Century» (on November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
16. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field / D.A. Berezovsky [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
17. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M. : Scientific and Educational Commonwealth of «Evolutio», 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva I.S. Tekhnologiya of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field // Collection of publications of the scientific magazine «Globus» on the materials XXIV of the International scientific and practical conference «Achievements and Problems of Modern Science» (on October 04, 2017, St. Petersburg). – St. Petersburg : Scientific magazine «Globus», 2017. – 1 part. – P. 5–19.
19. Berezovsky D.A., Kusov G. V., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of underground repair of wells on Sovetsk the oil field // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 4. – P. 125–140.
20. Savenok O.V. Ispolzovaniye the koltyubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in 5 volumes: the collection of articles [under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar : LLC Publishing House – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.
21. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) P.: 734–741 URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>
22. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – Volume 2. – Issue 11. – Nov 2017. – P. 6–11. e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>