Оригинальная статья / Original article
УДК 622.248.9
DOI: http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-4-107-117

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ В ИНТЕРВАЛАХ ТРАППОВЫХ ИНТРУЗИЙ

© Н.Н. Мартынов[a], В.Г. Заливин[b]

[a,b]Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, Российская Федерация, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

РЕЗЮМЕ: Цель данного исследования заключалась в разработке технологии и технических средств для ликвидации поглощений бурового раствора различной интенсивности в трещиноватых и кавернозных породах в зонах провала бурового инструмента и зияющих трещинах с обеспечением при этом полного и качественного перекрытия интервалов водоносных горизонтов, а также закрепления стенки скважины от их разупрочнения. В работе использовались методы анализа горно-геологических условий бурения скважин на нефть и газ на территории Непско-Ботуобинской антеклизы, обеспечивающих поглощения бурового раствора различной степени интенсивности и перепадов пластового и забойного давлений, а также сравнительная оценка качества изоляции зон ухода бурового раствора, затрат времени и материалов на их ликвидацию, предотвращение осыпей, обвалов, прихватов бурильного инструмента вследствие заклинивания его обломками трещиноватых пород. В результате были исследованы технологии, применяемые на Среднеботуобинском газоконденсатном месторождении при проведении тампонажных работ, оценена эффективность различных способов и методик в условиях наличия в скважинах интервалов трещиноватых и неустойчивых пород, проанализированы их достоинства и недостатки. На основе этого разработан альтернативный способ ликвидации поглощений любой интенсивности при избыточном давлении на зону трещиноватых пород, который заключается в воздействии на каналы поглощений полимерами, затвердеваемыми при контакте с пластовой водой и значительном увеличении объема полиминерализованной смеси, при этом обеспечивается проникновение смеси в каналы поглощений за счет объемного расширения полимера с повышением устойчивости стенок скважины. В качестве полимера предложен гидроактивный пенополиуретан. Разработан погружной контейнер, позволяющий доставлять полимер непосредственно в зону поглощений. Разработанный метод доставки тампонажной смеси непосредственно в зону поглощений и применение расширяемых полимеров позволили повысить цикловую скорость бурения, сократить расход тампонажных материалов, улучшить культуру и экологичность производства при проведении изоляционных работ и сократить сроки сооружения скважины.

Ключевые слова: *бурение, ликвидация поглощений, полиуретан, погружной контейнер*

Информация о статье: Дата поступления 7 ноября 2018 г.; дата принятия к печати 18 декабря 2018 г.; дата онлайн-размещения 28 декабря 2018 г.

Для цитирования: Мартынов Н.Н., Заливин В.Г. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при бурении в интервалах трапповых интрузий. *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых.* 2018;41(4):107–117. DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-4-107-117.

[a]Мартынов Николай Никитович, аспирант кафедры нефтегазового дела Института недропользования, e-mail: martynovkoma@gmail.com
Nikolay N. Martynov, Postgraduate (student) of the Department of Oil and Gas Engineering of the Institute of Subsoil Use, e-mail: martynovkoma@gmail.com
[b]Заливин Владимир Григорьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Института недропользования, e-mail: zalivinvg@yandex.ru
Vladimir G. Zalivin, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Engineering of the Institute of Subsoil Use, e-mail: ZalivinVG@yandex.ru

TECHNOLOGY TO ELIMINATE ABSORBING OF DRILLING SOLUTION WHEN DRILLING WITHIN THE RANGE OF TRAPPEAN INTRUSIONS

© Nikolay N. Martynov[a], Vladimir G. Zalivin[b]

[a,b]Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russian Federation

***ABSTRACT**:* The purpose of the study is to develop a technology and technical means for the elimination of drilling mud losses of various intensity in faulted and cavernous rocks in the sinking zones of a drilling tool and open fractures while ensuring complete and efficient cut-off of water horizon intervals as well as borehole wall consolidation against weakening. The study uses the methods of the analysis of mining and geological conditions of oil and gas well drilling on the territory of Nepa-Botuoba anteclise featuring the drilling mud absorption of various intensity and drops of reservoir and bottomhole pressures, as well as a comparative estimation of the insulation quality of drilling mud loss zones, of time and material consumption for their elimination, prevention of ramble, caving, drilling tool sticking resulting from its jamming by the fragments of fractured rocks. As a result the technologies used at the SredneBotuoba gas-condensate field when performing plugging operations have been studied. The efficiency of various methods and techniques, in the presence of intervals of fractured and unstable rocks in the wells has been estimated. Their advantages and disadvantages have been analyzed. On the basis of all these, the authors have developed an alternative method to control drilling mud losses of any intensity under the excessive pressure on the zone of fractured rocks. The method involves influencing the absorption channels by the polymers that solidify upon the contact with the formation water and significant increase in the volume of the mineralized mixture. This allows the mixture to penetrate into the absorption channels due to the polymer volume expansion and increase of borehole wall stability. Hydroactive polyurethane foam is proposed as a polymer. An immersion pod has been developed that allows the polymer to be delivered directly to the absorption zone. The developed method of delivering the grouting mixture directly to the absorption zone and the use of expandable polymers made it possible to increase the cyclic drilling rate, reduce the consumption of grouting materials, improve the culture and environmental friendliness of production during insulation works as well as shorten the time of well construction.

Keywords: *drilling, drilling mud loss control, polyurethane, immersion pod*

Information about the article: Received November 7, 2018; accepted for publication December 18, 2018; available online December 28, 2018.

For citation: Martynov N.N., Zalivin V.G. Technology to eliminate absorbing of drilling solution when drilling within the range of trappean intrusions. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh = Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*. 2018;41(4):107–117 (In Russ.). DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-4-107-117.

Введение

Одним из самых часто встречаемых осложнений при бурении скважин на объектах Восточной Сибири являются поглощения бурового раствора, которые составляют 90–95 % всех видов осложнений в этом регионе [1]. Поглощение – это гидродинамическое взаимодействие в системе «скважина – пласт», сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного раствора из скважины в пласт с интенсивностью и осложняющее дальнейшую проводку скважины.

Поглощения вызваны наличием в горных породах проницаемых каналов (например, трещин, пустот, каверн)[1]. Основная причина поглощений заключается в превышении давления в скважине над пластовым давлением или над суммой пластового и начального градиентов

[1] Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: учебник для вузов. М.: Недра, 1998. 440 с. / Kalinin A.G., Levitskiy A.Z., Nikitin B.A. Technology of drilling oil and gas exploration wells: university textbook. Moscow: Nedra, 1998. 440 p.

давлений. Это происходит вследствие излишней плотности бурового или тампонажного раствора и больших потерь напора в кольцевом пространстве при бурении или цементировании колонн в высокопроницаемых коллекторах большой емкости или в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов [2].

Поглощающими горизонтами в большинстве случаев являются горизонты трещиноватой, кавернозной или крупнозернистой структуры с низкими градиентами пластового давления. Эти горизонты могут быть нефтеносными и газоносными, но чаще всего они водоносны. Трещины в пласте могут образоваться как в результате перекристаллизации пород, так и вследствие тектонических процессов. Раскрытость трещин изменяется в широких пределах – от полного смыкания до 40–50 мм. Размер трещин со временем изменяется под действием природных и искусственных факторов. Можно выделить три категории интенсивности поглощений: поглощения малой интенсивности (до 10–15 м^3/ч), средней интенсивности (до 40–60 м^3/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м^3/ч).

Цель исследования заключается в разработке технологии и технических средств для ликвидации поглощений бурового раствора в зонах трещиноватых трапповых интрузий на территории Непско-Ботуобинской антеклизы на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. При этом необходимо обеспечить полное и качественное перекрытие интервалов поглощений, снизить затраты времени на ликвидацию осложнений и сооружение скважины.

Методы исследования

Одним из самых распространенных способов ликвидации зон частичных поглощений считается кольматирование этих горизонтов. Поглощения бурового раствора средней интенсивности можно избежать посредством использования быстросхватывающих смесей на основе смол и цементных смесей с добавками ускорителей схватывания[2]. Высокоинтенсивные поглощения принято ликвидировать установкой изоляционных цементных мостов, профильных перекрывателей (локальной обсадной колонной, изолирующей зону поглощения с потери диаметра ствола скважины) [3].

Предупреждение и ликвидация осложнений в скважинах, связанных с потерей циркуляции бурового раствора, закрепление неустойчивых стенок скважин, а также работы по созданию искусственных мостов проводились в основном с применением тампонажных смесей на основе цементов.

Однако при всех положительных сторонах использования тампонажных смесей на основе цементов их применение неэффективно, поскольку они имеют длительные сроки схватывания, большие радиусы растекания, чувствительны к температурным режимам и наличию глинистой корки и смазки на стенках скважины, снижающих адгезию при их контакте с горной породой.

Опыт бурения скважин на Среднеботуобинском месторождении показал, что поглощение начинается при вскрытии трапповой интрузии в интервалах от 1050 до 1350 м (при мощности пластов 300–350 м). Механическая скорость бурения в этом интервале в среднем составляет до 3 м/ч, что связанно с высокой твердостью пород – IX–X категории по буримости [4]. При вскрытии этого ин-

[2] Заливин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. 247 с. / Zalivin V.G. Complications in drilling oil and gas wells: learning aids. Irkutsk: Irkutsk State Technical University Publ., 2013. 247 p.

тервала без проведения изоляционных работ наблюдаются следующие осложнения: осыпи, обвалы, подклинка бурильной колонны, прихваты бурового инструмента и поглощения бурового раствора[3].

В процессе бурения скважин в пределах исследуемого интервала опытным путем применялись различные методы и способы для сокращения времени, затраченного на прохождение интервала трапповой интрузии. Наиболее часто производили замену бурового раствора на техническую воду, так как скважина интенсивно поглощала буровой раствор и его не успевали заготавливать в нужных объемах для продолжения дальнейшего цикла бурения, периодически прокачивая пачки структурированного глинистого раствора (5–10 м^3) для удаления шлама выбуренных пород. Объем поглощения технической воды доходил до 2000 м^3 при полной пористости пород 25 % и проницаемости более 300 мД. При этом имели место непроизводительные затраты времени на набор технической воды в приемные емкости, уменьшение механической скорости бурения и дополнительное увеличение финансовых затрат.

Бурение без выхода циркуляции можно осуществлять и на технической воде. Но в этом случае при отсутствии структуры естественный буровой раствор не удерживает шлам во взвешенном состоянии, в результате чего выбуренная порода оседает на забое, образовывая шламовую подушку, обуславливая прихваты бурового инструмента и снижение скорости бурения.

Использовались роторные компоновки для прокачки кольматационных пачек различного состава, разной наполняемости и условной вязкости раствора вплоть до состояния «не течет» по вискозиметру СПВ-5. В компоновку низа бурильной колонны добавлялись циркуляционные переводники [5], позволяющие прокачивать кольматационные пачки более высокой концентрации. Эффективных результатов при бурении скважин эти методы не дали.

Опытным путем выявлен наиболее эффективный метод прохождения интервала трапповой интрузии – это установка цементных мостов [6], однако он обладает рядом недостатков.

В качестве примера проанализируем процесс бурения скважины на Среднеботуобинском месторождении по графику зависимости глубины бурения *h* от времени *t*. На рис. 1 цифрами указаны этапы бурения скважины и ее осложнения. Цифрами 1–4 на графике отмечены интервалы, в которые строительство скважины продолжается в штатном режиме. При бурении под эксплуатационную колонну ОК-178 мм на глубине 1217 м отмечено поглощение бурового раствора интенсивностью 24 м^3/ч с последующей потерей циркуляции. Скважина переводится на техническую воду. Производится подъем компоновки низа бурильной колонны и спуск колонны бурильных труб для установки цементного моста № 1. При его установке циркуляция отсутствует, но во избежание прихвата бурового инструмента происходило ожидание затвердевания цемента не менее 16 ч (инт. 5 на рис. 1). Далее производилась спускоподъемная операция по спуску роторной компоновки низа бурильной колонны на бурение. На глубине 1266 м происходила полная потеря циркуляции (инт. 6 на рис. 1), компоновка поднималась, и спускался буровой инструмент для установки цементного моста № 2. После продавки цемента

[3] Заливин В.Г. Аварии при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. 278 с. / Zalivin V.G. Accidents at drilling oil and gas wells: learning aids. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University Publ., 2015. 278 p.

ISSN print 2541-9455
ISSN online 2541-9463

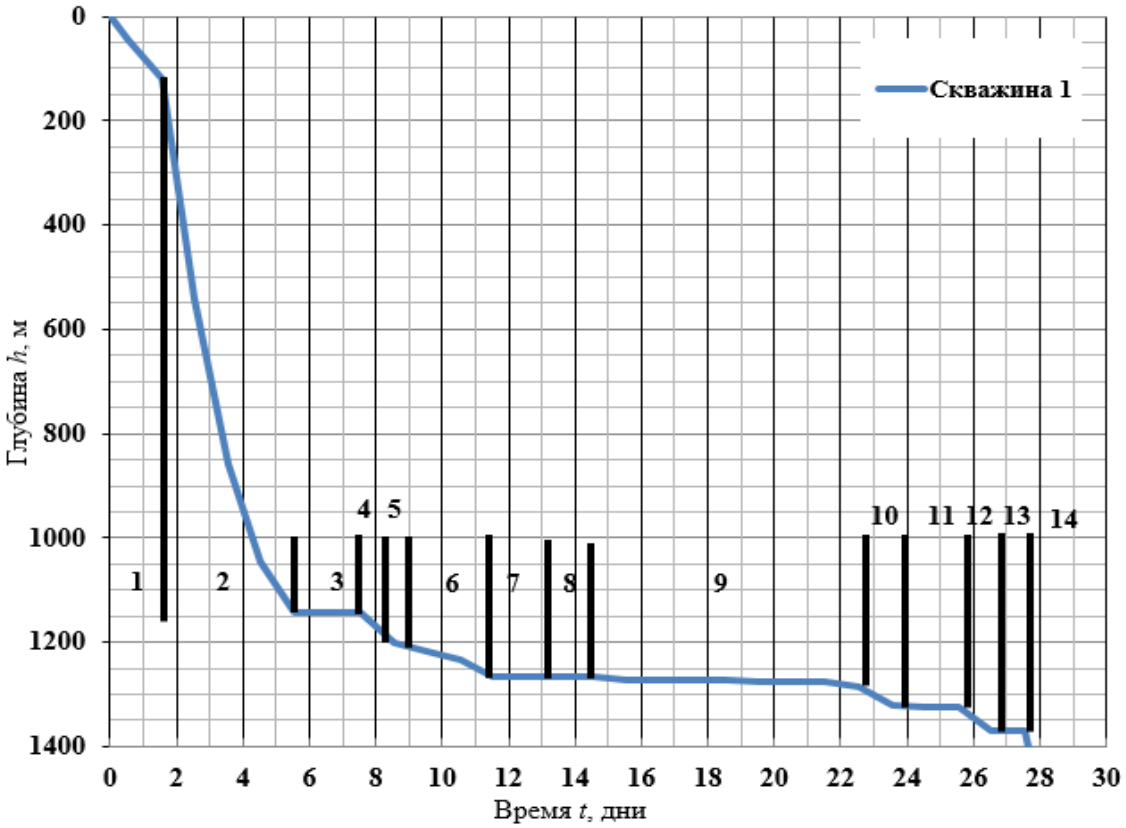

Рис. 1. График бурения скважины 1
с основными этапами строительства и проводимыми операциями:
1 – бурение, спуск ОК-324 мм, цементирование ОК-324 мм; 2 – бурение; 3 – спуск ОК-245 мм, цементирование ОК-245 мм, ожидание затвердевания цемента; 4 – бурение; 5 – спускоподъемная операция, установка цементного моста № 1, ожидание затвердевания цемента; 6 – спускоподъемная операция, бурение; 7 – спускоподъемная операция, установка цементного моста № 2, ожидание затвердевания цемента, прокачка кольматационных пачек, забитие инструмента; 8 – спускоподъемная операция, установка цементного моста № 3, ожидание затвердевания цемента; 9 – спускоподъемная операция, установки цементных мостов № 4–8, ожидание затвердевания цемента, прокачки кольматационных пачек, бурение; 10 – спускоподъемная операция, бурение; 11 – спускоподъемная операция, установка цементного моста № 9, ожидание затвердевания цемента; 12 – спускоподъемная операция, бурение; 13 – спускоподъемная операция, установка цементного моста № 10, ожидание затвердевания цемента; 14 – дальнейшее бурение скважины

Fig. 1. Schedule of well 1 drilling with the main construction stages and performed operations:
1 – drilling, OK-324 mm run-in-hole operation, OK-324 mm cementing; 2 – drilling; 3 – OK-245 mm run-in-hole operation, OK-245 mm cementing, wait on cement; 4 – drilling; 5 – drilling tool round trip operation, placing of cement plug no. 1, wait on cement; 6 – round trip operation, drilling; 7 – round trip operation, placing of cement plug no. 2, wait on cement, formation damage pumping, drilling tool sticking; 8 – drilling tool round trip operation, placing of cement plug no. 3, wait on cement; 9 – round trip operation, placing of cement plug no. 4–8, wait on cement, formation damage pumping, drilling; 10 – round trip operation, drilling; 11 – round trip operation, placing of cement plug no. 9, wait on cement; 12 – round trip operation, drilling; 13 – round trip operation, placing of cement plug no. 10, wait on cement; 14 – further well drilling

циркуляции не наблюдалось, спускались бурильные трубы для установки кольматационных пачек, но при прокачке произошло зибитие трубного пространства коматантом. По окончании устранения кольматационной пробки производился спуск на установку цементного моста № 3 с ожиданием затвердевания цемента, выход циркуляции при этом был полный (инт. 7 на рис. 1). Далее собиралась

роторная компоновка низа бурильной колонны, при разбурке цементного моста № 3 на глубине 1266 м открывается полное поглощение бурового раствора, спускается бурильная труба для установки цементного моста № 4 (инт. 8 на рис. 1). Операция по установке цементных мостов продолжалась до полной кольматации поглощающих интервалов.

Всего в интервале трапповой интрузии на этой скважине было установлено 10 цементных мостов, общее время их установки составило 10 ч, чистого времени на ожидание затвердевания цемента без проведения других операций потрачено 50 ч, на одно забитие кольматантом при прокачке кольматационных пачек, на разбуривание цементных мостов – суммарно 20 ч. Было потрачено материалов: около 400 м^3 бурового раствора, 550 м^3 технической воды, 50 м^3 кольматационных пачек разного наполнения и концентрации, 70 м^3 цемента для установи цементных мостов. Итого скважина была пробурена до глубины 1400 м почти за 28 дней.

Одним из перспективных направлений изоляции зон поглощений считается использование полимерных материалов на основе полиуретанов [7]. В зависимости от состава и состояния они могут быть как жидкими, так и твердыми. Характеристики, необходимые для ликвидации зон поглощений, имеются у гидроактивного пенополиуретана (таблица) [8], способного при контакте с водой переходить в твердое состояние и при этом увеличиваться в объеме. Композиции для производства пенополиуретонов содержат полиэфирный компонент, олигоэфиракрилат и полиизоциа-натный компонент [9]. В данное время пенополиуретановые составы активно применяются в строительных технологиях. Пенополиуретаны способы остановить безнапорный и напорный водоприток через швы и трещины строительных конструкций [10].

Основными достоинствами пенополиуретана перед другими композиционными материалами являются низкая вязкость, обеспечивающая хорошую проникающую способность в трещины и поры различных размеров, способность полимера увеличиваться в объеме до 12 раз в зависимости от состава и количества воды, а также его инертность к нефтепродуктам. Отмечается хорошая адгезия с различными материалами, такими как металл обсадной колонны и горные породы. При контакте с влажным песком пенополиуретан образует искусственный камень, а также он не имеет усадки при затвердевании, обладает закрытой пористой системой, что не позволяет свободной воде проникать сквозь его структуру. Гидроактивный пенополиуретан бывает двух видов: однокомпонентный и двухкомпонентный.

При ликвидации поглощений авторы предлагают использовать однокомпонентный пенополиуретан, так как двухкомпонентный имеет ряд недостатков. Один из основных – это необходимость смешения двух компонентов: смолы и отвердителя. Однокомпонентный гидроактивный пенополиуретан при контакте с водой расширяется и затвердевает. Его сроки полимеризации можно регулировать в зависимости от его

Характеристики гидроактивного пенополиуретана
Characteristics of hydroactive polyurethane foam

Наименование показателя	Значение
Динамическая вязкость при 25 °С, мПа/с, не более	900
Начало активации полимера, с	30–50
Увеличение объема полимера во времени, с	80–120
Коэффициент расширения	от 6 до 12

ISSN print 2541-9455
ISSN online 2541-9463

состава. Для доставки пенополиуретана в зону поглощения разработан закрытый, собираемый на поверхности цилиндрический контейнер с поршнем (рис. 2).

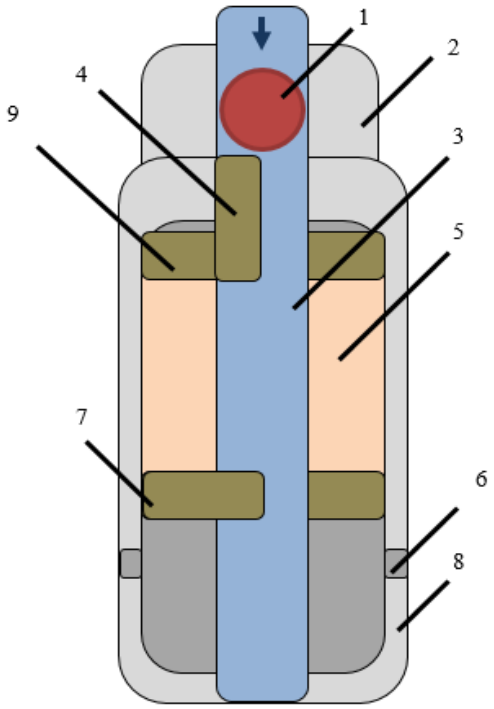

Рис. 2. Схема устройства механизма для ликвидации поглощений с использованием полиуретана:
1 – шар; 2 – бурильные трубы; 3 – трубное пространство; 4 – посадочное седло; 5 – полиуретан; 6 – циркуляционные отверстия; 7 – шайба; 8 – корпус; 9 – поршень
Fig. 2. Structure diagram of the mechanism for drilling solution absorption elimination using polyurethane:
1 – ball; 2 – drilling stems; 3 – tubing volume; 4 – seat pocket; 5 – polyurethane; 6 – circulating openings; 7 – grummet; 8 – pod; 9 – piston

Заправка пенополиуретана в контейнер осуществляется на поверхности. В зависимости от интенсивности поглощения выбирается количество гидроактивного пенополиуретана, необходимого для изоляции всего интервала поглощения с учетом растекания тампонажной смеси. Полимеризированный пенополиуретан увеличится в объеме минимум в 6 раз, значит, интенсивность поглощения делится на 6 и получается объем неактивированного полимера, который нужен для изоляции поглощения. После подготовки происходит соединение погружного контейнера с нижней частью колонны бурильных труб 2, которые будут спускать в скважину. Использование контейнера позволяет производить доставку гидроактивного пенополиуретана непосредственно в зону поглощения, что исключает полимеризацию в трубном пространстве. После спуска бурильного инструмента происходит активация механизма контейнера посредством сброса шара 1 внутрь колонны бурильных труб, шар садится на посадочное седло 4. Подается буровой раствор, что повышает давление в трубном пространстве 3. Активируется поршень 9 цилиндрического контейнера, и полиуретан 5 выдавливается через подпружиненные устройства 6 в затрубное пространство. Во то время, как шар только сел в седло и происходит рост давления, необходимо производить расхаживание колонны бурильных труб во избежание прихвата. При нахождении в нижнем положении поршня механизм открывает каналы трубного пространства и дает возможность осуществлять замкнутый циркуляционный цикл.

Для сравнения был построен график бурения скважины с применением гилроактивного пенополиуретана и контейнера (рис. 3). При бурении под эксплуатационную колонну ОК-178 мм на глубине 1217 м отмечено поглощение бурового раствора интенсивностью 24 м^3/ч с последующей потерей циркуляции. Скважина переводится на техническую воду. Производится подъем компоновки низа бурильной колонны и спуск бурильных труб с контейнером. Скидывается шар, и происходит выдавливание в затрубное пространство пенополиуретана (инт. 5 на рис. 3) с последующей полимеризацией. Поднимается инструмент, и спускается роторная компоновка низа бурильной колонны на бурение

(инт. 6 на рис. 3). При последующих поглощениях после выдавливания пенополиуретана для лучшей изоляции поглощающего горизонта происходит установка цементного моста № 1 (инт. 7 на рис. 3) и цементного моста № 2 (инт. 9 на рис. 3). Дальнейшее углубление продолжается в штатном режиме (инт. 10 на рис. 3).

Время бурения скважины 1 уменьшилось бы до 18 дней, так как сократилось время установки 8 цементных мостов, их ожидания затвердевания цемента, разбуривания цементного камня, дополнительных спускоподъемных операций. Расход цемента уменьшился до 15 м^3, бурового раствора и технической воды – в два-три раза.

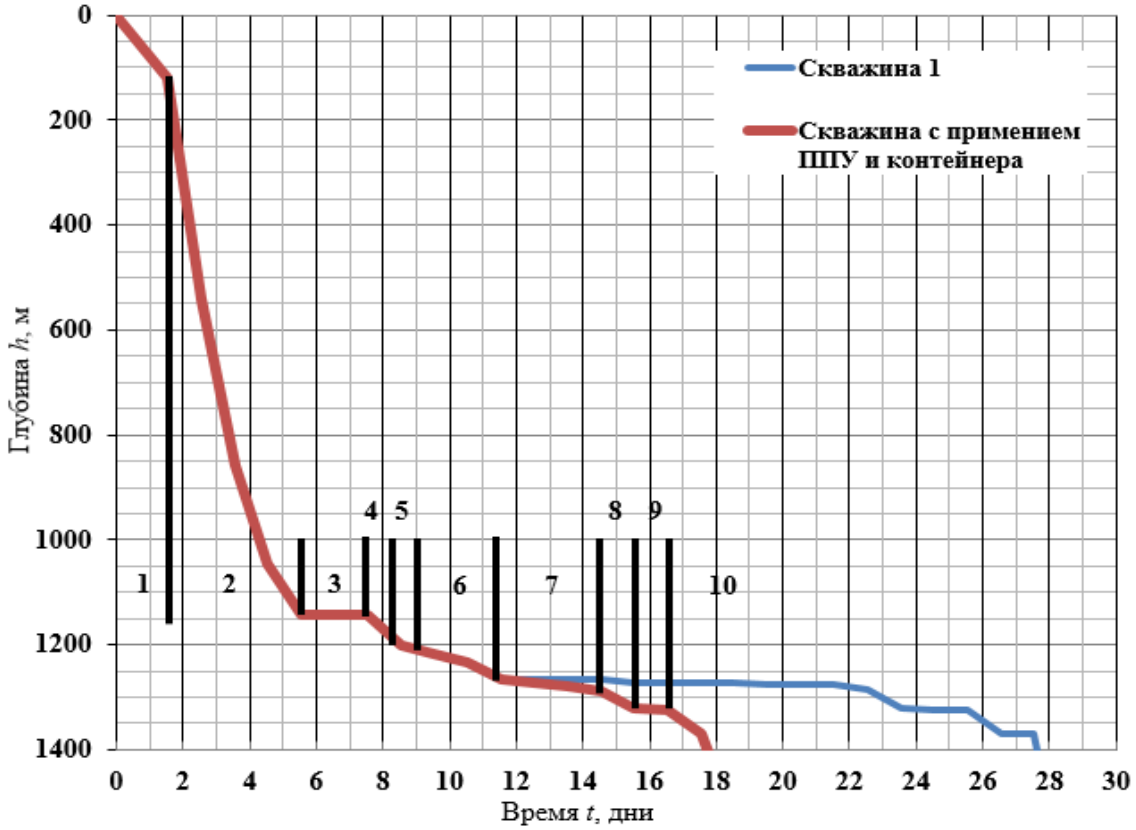

Рис. 3. График бурения скважины с применением пенополиуретана и контейнера с основными этапами строительства и проводимыми операциями:
1 – бурение, спуск ОК-324 мм, цементирование ОК-324 мм; 2 – бурение; 3 – спуск ОК-245 мм, цементирование ОК-245 мм, ожидание затвердевания цемента; 4 – бурение; 5 – спускоподъемная операция, спуск контейнера, активация пенополиуретана; 6 – спускоподъемная операция, бурение; 7 – спускоподъемная операция, спуск контейнера, активация пенополиуретана, установка цементного моста № 1, ожидание затвердевания цемента, бурение; 8 – бурение; 9 – спускоподъемная операция, спуск контейнера, активация пенополиуретана, установка цементного моста № 2, ожидание затвердевания цемента; 10 – спускоподъемная операция, дальнейшее бурение скважины

Fig. 3. Schedule of well drilling with the use of polyurethane foam and a container with the main construction stages and conducted operations:
1 – drilling, OK-324 mm run-in-hole operation, OK-324 mm cementing; 2 – drilling; 3 – OK-245 mm run-in-hole operation, OK-245 mm cementing, wait on cement; 4 – drilling; 5 – drilling tool round trip operation, pod immersion, polyerethane foam activation; 6 – round trip operation, drilling; 7 – round trip operation, pod immersion, polyerethane foam activation, placing of cement plug no. 1, wait on cement, drilling; 8 – drilling; 9 – round trip operation, pod immersion, polyerethane foam activation, placing of cement plug no. 2, wait on cement; 10 – round trip operation, further drilling of a well

ISSN print 2541-9455
ISSN online 2541-9463

Сделав только одну операцию по установке первого цементного моста и его ожидание затвердевания цемента, можно сократить затраченное время до 18 дней и не выполнять последующие спускоподъемные операции по установке повторных цементных мостов в одном интервале и времени их ожидания затвердевания цемента, необходимого для набора прочности цемента.

Результаты

Разработанный метод борьбы с поглощениями позволяет закачивать гидроактивный пенополиуретан в водонасыщенную зону поглощения, где с минимальными сроками полимеризации он будет реагировать с пластовыми водами, тем самым изолируя пласт от скважины и сокращая время до проведения одной спускоподъемной операции. Если даже пенополиуретан не полностью заполнит поровое пространство, то механизм восстановления циркуляции дает возможность сразу установить цементный мост без проведения дополнительной спускоподъемной операции. Вероятность установки первого цементного моста без повторных установок в этом интервале будет выше, так как пенополиуретан активируется в затрубном пространстве и не дает цементу проникать глубже в пласт, что сократит время строительства скважины и расход материалов на ликвидацию осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора.

Выводы

Все большее количество работ посвящено применению синтетических смол для ликвидации аварий в скважинах. Это объясняется не только их эффективностью, но и увеличивающейся с каждым годом доступностью и сравнительно невысокой стоимостью. С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны материальные потери и не поддающиеся учету значительные убытки в добыче нефти, происходящие из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложненных скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. Из вышесказанного следует, что использование гидроактивного пенополиуретана в спускаемом цилиндрическом контейнере перспективно для ликвидации зон поглощений на месторождениях Восточной Сибири, так как позволяет доставить полимер непосредственно в зону осложненного интервала для эффективной изоляции поглощающего горизонта. Также сокращается время на строительство скважины за счет экономии сроков ликвидации осложненных интервалов, в том числе в трапповых интрузиях, посредством уменьшения количества устанавливаемых цементных мостов.

Библиографический список

1. Шишин К.А, Черныш В.Ф. Временная инструкция по ликвидации поглощений при бурении скважин в процессе бурения. Иркутск: Изд-во ВостСибНИИГГиМС, 1983. 68 с.

2. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. 295 с.

3. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Elsevier: Gulf Professional Publishing, 2011. 748 p.

4. Ларина Т.А. Рыхлова С.И., Чушкина Н.И. Справочник базовых цен на буровые работы при инженерно-геологических изысканиях для строительства. М.: Изд-во ПНИИИС, 2000. 144 с.

5. Gray K.E., Yongcun F. Review on fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening // Journal of Petro-

leum Science and Engineering. 2017. Vol. 152. P. 511–522.

6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. М.: Недра, 2002. 667 с.

7. Семенов Н.Я. Исследование и изоляция поглощающих и водопроявляющих пластов: пособие для инженера-технолога по бурению скважин. В 2 ч. Ч. 1. Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2010. 375 с. Ч. 2. Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2014. 525 с.

8. ООО «НеваАкваСтоп»: гидроизоляционные материалы, ремонтные составы и материалы специального назначения // ООО «НеваАкваСтоп» [Электронный ресурс]. URL: http://nevaaquastop.ru (10.09.2018).

9. Кабанов В.А. Энциклопедия полимеров. М.: Советская энциклопедия, 1977. 1152 с.

10. Rzezniczak A.-K. Durability of repair techniques of fine cracks in concrete. Hamilton: McMaster University, 2010. 127 p.

References

1. Shishin K.A, Chernysh V.F. *Vremennaya instruktsiya po likvidatsii pogloshchenii pri burenii skvazhin v protsesse bureniya* [Interim instruction for absorption elimination while well drilling]. Irkutsk: East-Siberian research institute of geology, geophysics and mineral raw materials Publ., 1983, 68 p. (In Russian).

2. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. *Bor'ba s oslozhneniyami pri dobyche nefti* [Complication control in oil production]. Moscow: Nedra Publ., 2006, 295 p. (In Russian).

3. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling Muds and Completion Fluids. Elsevier: Gulf Professional Publishing, 2011, 748 p.

4. Larina T.A. Rykhlova S.I., Chushkina N.I. *Spravochnik bazovykh tsen na burovye raboty pri inzhenerno-geologicheskikh izyskaniyakh dlya stroitel'stva* [Reference book of base prices for drilling operations at engineering-geological surveys for construction]. Moscow: Production and Research Institute for Engineering Research in Construction Publ., 2000, 144 p. (In Russian).

5. Gray K.E., Yongcun F. Review on fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, vol. 152, pp. 511–522.

6. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. *Zakanchivanie skvazhin* [Well completion]. Moscow: Nedra Publ., 2002, 667 p. (In Russian).

7. Semenov N.Ya. *Issledovanie i izolyatsiya pogloshchayushchikh i vodoproyavlyayushchikh plastov: posobie dlya inzhenera-tekhnologa po bureniyu skvazhin* [Study and isolation of absorbing and water-producing formations: learning aids for an engineer-technologist on well drilling]. In 2 parts. Part 1. Ufa: BashNIPIoil' Publ., 2010, 375 p. Part 2. Ufa: BashNIPIoil' Publ., 2014, 525 p. (In Russian).

8. *OOO "NevaAkvaStop": gidroizolyatsionnye materialy, remontnye sostavy i materialy spetsial'nogo naznacheniya* [NevaAkvaStop LLC: waterproofing materials, repair compounds and special purpose materials]. *OOO "NevaAkvaStop"* [NevaAkvaStop LLC]. Available at: http://nevaaquastop.ru (10 September 2018).

9. Kabanov V.A. *Entsiklopediya polimerov* [Encyclopedia of polymers]. Moscow: Sovetskaya entsiklopediya Publ., 1977, 1152 p. (In Russian).

10. Rzezniczak A.K. Durability of repair techniques of fine cracks in concrete. Hamilton: McMaster University, 2010, 127 p.

Критерии авторства

Мартынов Н.Н, Заливин В.Г. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Martynov N.N., Zalivin V.G. have written the article, have equal author's rights and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.