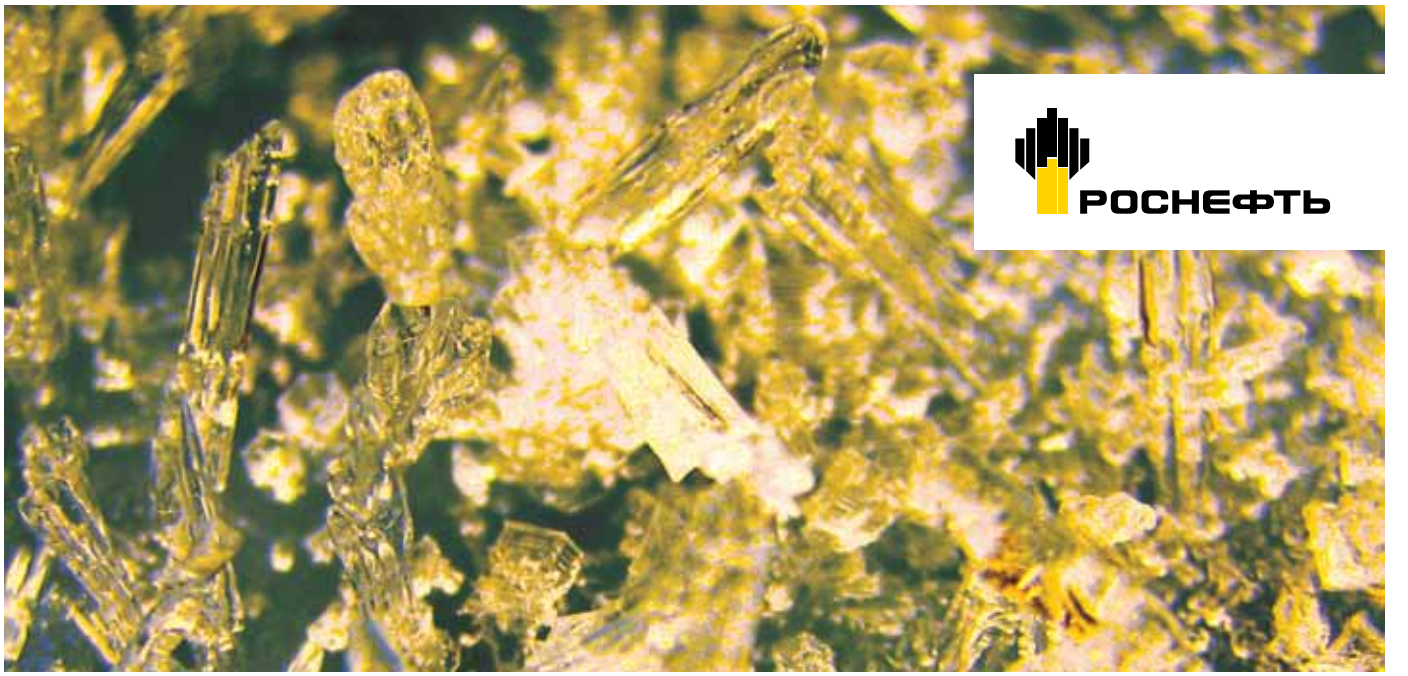

Организация эффективной защиты скважин от солеотложений химическими методами на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения

Verkhnechonskoye: Scale Management and Inhibition

Н.В. Калинкина, Е.О. Чертовских, к.х.н. Р.У. Кунаев, ПАО «ВЧНГ»,
И.Г. Клюшин, ОАО «НК Роснефть»
д.г-м.н. А.Г. Вахромеев, Иркутский филиал ООО «РН-бурение»,
д.г-м.н. С.В. Алексеев, ФГБУН «ИЗК СО РАН»

Введение

Отсчет периода добычи «большой» нефти в Восточной Сибири справедливо начинать с ввода в промышленную эксплуатацию Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ), расположенного на севере Иркутской области. Совместно с развитием производства на ВЧНГКМ стали актуальными процессы, осложняющие технологию добычи нефти и газа. Одним из них является солеобразование в нефтегазовых скважинах. В мировой практике оно представлено разными по химическому составу видами солей: сульфатами, карбонатами, сульфидами, хлоридами. На ВЧНГКМ преобладают хлоридные соли в виде галита (NaCl) и сульфатные соли в виде гипса ($CaSO_4 \times 2H_2O$).

На формирование солевых отложений на ВЧНГКМ

N. V. Kalinkina, E. O. Chertovskikh, R. U. Kunaev, PhD Chemistry (PAO VChNG),
I. G. Klyushin (NK Rosneft)
A. G. Vakhromeev, PhD Geology and Mineralogy (RN Drilling Irkutsk Brach)
S. V. Alekseev, PhD Geology and Mineralogy (Institute of Earth Crust, RAS SB)

Introduction

You could say that the first major day of oil production in Eastern Siberia was the first batch of oil produced from the Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field (VCNG), which is located in the north of the Irkutsk Oblast. But as the VCNG development progressed, processes limiting the oil and gas production cropped up.

One of the major issue was scale formation in the oil and gas wells. The most common oilfield scales are salts of varying chemical composition: sulfates, carbonates, sulfides, and chlorides. The VCNG scales are mainly halite (NaCl) chloride salts and gypsum ($CaSO_4 \times 2H_2O$) sulfate salts.

The salt deposit formation at the VCNG field is driven by its exceptional geology and geochemistry [1–3]:

влияют уникальные геологические и геохимические условия [1 - 3]:

- низкая (+12ºС) пластовая температура флюида, понижающаяся на устье до -5ºС за счет выделения газа и влияния многолетнемерзлых пород (ММП);
- низкое пластовое давление (150 атм на кровлю пласта) – среднее по месторождению (в некоторых скважинах ниже давления насыщения – 148 атм.), давление на забое работающих скважин – 90–135 атм., давление на устье – 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды, рассолов хлоридного кальциевого состава – до 500 г/дм^3 и плотностью 1,29 – 1,30 г/см^3;
- засолонение коллектора (заполнение пор галитом до 50% и более) и его рассолонение при фильтрации в пласте закачиваемой пресной воды системы поддержания пластового давления [4].

Основной объем добычи нефти на ВЧНГКМ осуществляется из терригенных пластов верхнечонского горизонта ВЧ$_1$, ВЧ$_2$, ВЧ$_{1+2}$ вендского возраста.

Солеобразование в виде хлоридов

Хлориды отлагаются в нефтяных скважинах от устья до призабойной зоны пласта и представлены хлоридом натрия - галитом (NaCl) [2]. Принципиальным отличием от «обычных» условий отложения галита является низкое содержание воды в добываемой водонефтяной эмульсии, из которой происходит солеобразование от 1%, тогда как в работе [5] приводятся сведения о том, что выпадение хлоридов возможно только из обратной эмульсии (нефть в воде). Однако на ВЧНГКМ кристаллы галита в микроформе присутствуют даже в безводной нефти [4]. Лабораторными исследованиями на нефтепромысле были выявлены скважины с содержанием галита до 10000 мг/дм^3 в безводной нефти (0,03%).

Отложения галита в скважинах различаются по структуре:

- при низких значениях обводнения добываемой нефти от 1% до 10% отложения представлены кристаллами хлорида натрия, адсорбированными асфальтеносмолистопарафиновыми отложениями (АСПО) на стенках глубинно-насосного оборудования или эксплуатационной колонны, рис. 1. Наиболее часто формирование кристаллов галита

Рис. 1. Кристаллы галита из скважины
Fig 1. Well halite crystals

- Low (12ºC) reservoir fluid temperatures dropping to -5ºC at the surface that is induced by gas evolution and permafrost effects
- Low reservoir pressure, 1.5 MPa average at the top of the reservoir (14.8 MPa in some wells which is below the bubblepoint); bottom hole pressure of 9–13.5 MPa and wellhead pressure of 2.5–3 MPa in the flowing wells
- High salinity (up to 500 g/dm^3) of reservoir water and 1.29 – 1.30 g/dm^3 for chloride calcium brines
- Reservoir salinity (50% or more of the pore space plugged with halite) and salinity dilution when the injected fresh water of the reservoir pressure maintenance (RPM) system permeates the formation [4].

The major oil production at VCNG is from the terrigenous formations of the VCh$_1$, VCh$_2$, VCh$_{1+2}$ Vendian Verkhnechonskoye horizons.

Chloride Scaling

Salt deposits in the oil wells exist from the surface to the bottom hole area (BHA) and are mainly sodium chloride or halite [2]. The fundamental difference between the halite deposit compared to standard conditions, is the fact that when there is low water content in the produced water-in-oil emulsion, salts precipitate. While the paper by Kashchavtsev and Mishchenko [5] says that chlorides form only in inverse emulsion (oil in water). Yet the halite crystals at VChNGKM are present even in dry oil (0.03% water content) as micro-grains [4].

Halite deposit structures vary in the wells.

- When the water cut of the produced oil is low (from 1 to 10%), the deposits are the sodium chloride crystals which are adsorbed by the resin, asphaltene, and paraffin deposits on the walls of the downhole pumps or casing strings (Fig. 1). The halite crystals were most frequently observed to form in the production wells where it proved cumbersome remove the high density brines. High concentration brines accumulate at the bottom hole in perforated or open zones with low permeability and porosity [2].
- When the water cut of the produced oil is high (from 10 to 99%) the deposits gets dense (Fig. 2). The source of halite is two types of produced water. The first type is the fairly strong (E. V. Pinneker's classification) natural formation brines. The brine chemical composition is

наблюдалось на фонтанирующих скважинах, из которых затруднен вынос рассолов высокой плотности. Концентрированные рассолы накапливаются на забое скважин в «глухих» интервалах или в открытых интервалах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами [2].

- при высоких значениях обводнения добываемой нефти от 10% до 99% отложения становятся плотными, рис. 2.

Источниками галита являются попутно-добываемые воды двух типов. Первый тип представлен весьма крепкими (по классификации Е.В. Пиннекера) пластовыми природными рассолами. Химический состав рассолов по преобладающим ионам хлоридный кальциевый с минерализацией до 50 до 500 г/дм^3 и плотностью до 1,3 г/см^3 [1, 2]. Второй тип представлен техногенными хлоридными натриевыми водами. Они образуются вследствие рассолонения закачиваемой водой терригенных пластов верхнечонского горизонта, межпоровое пространство которых заполнено галитом. В результате минерализация закачиваемых вод увеличивается с 50-70 до 365 г/дм^3, а плотность возрастает до 1,2 г/см^3 (первый год прорыва вод в скважину). Смешение данных вод в пласте при наличии геохимического барьера приводит к интенсификации галитообразования. Осаждение хлористого натрия происходит не только в скважине, но и в призабойной зоне пласта [2,6,7].

Рис. 2. Плотные отложения галита из скважины
Fig 2. Dense well halite deposits

Единственная эффективная технология удаления галита, применяемая на ВЧНГКМ в настоящее время, это прямые и обратные промывки нефтяных скважин водой в комплексе с промывками горячей нефтью. Развитие технологии обработки скважин пресной водой для предотвращения образования галита возможно путем добавления в воду комплексонов ОЭДФК (1-гидрокси-этилиден-дифосфоновая кислота) или НТФ (нитрилтриметиленфосфоновая кислота). Важно отметить, что необходимость промывок с добавлением комплексонов к технологическим жидкостям становится необходимым в условиях высокой минерализации вод. При этом с помощью комплексонов в обрабатываемых скважинах будет осуществляться дополнительное ингибирование солеобразований (галит, гипс, кальцит). В случае

calcium chloride based on the most prevalent ions with a salinity from 50 to 500 g/dm^3 and a specific gravity up to 1.3 g/cm^3 [1, 2]. The second type is production induced sodium chloride water. It forms when the salinity of the terrigenous formations of the Verkhnechonskoye horizon, whose pore space is occupied with halite, is diluted by injected water. Eventually the salinity of injected water rises from 50-70 to 365 g/dm^3 and its specific gravity goes up to 1.2 g/cm^3 (the first year of water breakthrough to the well). The mixing of such water in the formation heightens halite formation if there is a geochemical barrier. Sodium chloride does not only occur in the wells but also in the bottom hole area [2, 6, 7].

The only efficient halite removal technique currently used at VCNG is a normal and cross-over water wash combined with hot oil wash. The technique for fresh water well treatment to prevent halite formation can be further improved by adding the chelates, HEDP (1-Hydroxy Ethylidene-1,1-Diphosphonic Acid) or ATMP (Amino Trimethylene Phosphonic Acid). Most importantly, washing with the chelates added to the process liquids is essential for high salinity water. The chelates further inhibit scale (halite, gypsum, and calcite) formation in the wells treated. A currently effective amount of the inhibitor (chelate) is added to water for normal wash of the electric pumping unit (ESP) or a 5% aqueous solution is prepared for cross-over wash. A combined use of both the chelates and 20% aqueous caustic soda provides for removal of the hydrated gas deposits in the annular space through heat emission during substance mixing.

If the produced water in the well is entirely production induced, the number of water washes decreases with a decrease in the salinity of injected water because of the salt removal from the sandstone rock formation. The experiments conducted on the Verkhnechonskoye horizon sample showed that the amount of water required for its complete salinity dilution is equal to the rock pore volume times 62 – 161 [2]. For example, 3–4 fresh water washes were done monthly in the X010 well at a produced water salinity of 1.19 g/cm^3 in early 2012 while only one wash per month was required at a produced water salinity of 1.095 g/cm^3 as early as in 2014.

Large fresh water squeezes are done in wells with

9 НОЯБРЯ

МОСКВА

III Международная конференция и выставка

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2016

VOSTOCK CAPITAL

ОРГАНИЗАТОР МЕРОПРИЯТИЯ

Среди докладчиков и участников 2016:

Алексей Варламов
генеральный директор
ВНИГНИ

Раис Хисамов
главный геолог
Татнефть

Алексей Давыдов
генеральный директор
Газпром Геологоразведка

Алексей Вашкевич,
директор дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы,
Газпром нефть

Подтвержденные участники:

+7 (499) 505 1 505 (Москва), events@vostockapital.com, www.georazvedkaforum.com

прямой обработки установки ингибитор (комплексон) добавляется в воду в объеме текущей эффективной дозировки, в случае обратной обработки готовится 5% водный раствор. Как синергетический эффект от применения комплексонов совместно с 20% водным раствором каустической соды, происходит удаление образовавшиеся газогидратных отложений в межколонном пространстве за счет выделения тепла при их смешении.

Если попутно-добываемые воды в скважине являются «чисто» техногенными, количество промывок водой уменьшается со снижением минерализации закачиваемой воды из-за удаления соли из продуктивного пласта песчаников. В экспериментах, проведенных на керне верхнечонского горизонта, установлено, что для полного его рассолонения необходимый объем пресной воды составил от 62 до 161 объема пор [2]. Например, для скважины Х010 при плотности попутно-добываемых вод 1,19 г/см^3 на начало 2012 г. года производились 3-4 промывки пресной водой в месяц. В 2013 г. выполнялись 1-2 промывки в месяц, а уже в 2014 г. 1-на промывка в месяц при плотности попутно-добываемой воды 1,095 г/см^3.

Рис. 3. Кристаллы гипса из скважины ВЧНГКМ
Fig 3. VChNGKM well gypsum crystals

На скважинах с отложениями галита в призабойной зоне пласта производятся большеобъемные промывки пресной водой с «продавкой» на пласт, которые позволяют вернуть продуктивность скважины. На скважине Р-Х7 был зафиксирован первый случай переотложения галита в ПЗП, ранее проведенные промывки глубинно-насосного оборудования соляной кислотой (6%), горячей нефтью и водой не восстановили режимные параметры работы скважины. Было отмечено снижение дебита жидкости с 300 до 80 м^3 и коэффициента продуктивности с 8 до 10 м^3/атм. После интерпретации данных термомонометрии (ТМС) была проведена промывка ПЗП пресной водой в объеме 60 м^3, которая позволила вернуть режимные продуктивность и дебит скважины [2].

Для предотвращения гидратообразования во время проведения промывок водой на скважинах с низкой приемистостью или малым габаритом УЭЦН (до 90 м^3) промывки производят 10 % водным раствором растворителя-ингибитора гидраообразования (содержание метанола

halite deposits in the BHA that help to restore the well production level. The first case of halite re-depositing in the BHA was observed for the P-X7 well when the previous HCl (6%), hot water and oil washes of the downhole pumping equipment failed to restore the well operating parameters. The liquid rate went down from 300 to 80m^3/day while productivity index dropped from 80 to 10 m3/(day·MPa). Following the temperature and pressure data interpretation the BHA was washed with 60m^3 of water that restored the well standard production level and flow rate [2]. To prevent hydrate formation during water wash in the wells with low injectivity or ESP capacity (up to 90m^3), the wash should be with 10% aqueous hydrate solvent inhibitor (90–95% methanol content). This solution prevents both hydrate formation and water freezing in the cold Verkhnechonskoye wells by raising the freezing point of water to -6ºC.

Sulfate Scaling

The gypsum sulfite deposits are present in the oil wells from their mouth to BHA when water cut exceeds 30% [3]. Gypsum occurs as the 0.5 – 1.5 mm transparent brown crystals (Fig. 3). There are no gypsum deposits in the VCNG wells, their BHA, or high or low pressure water lines in the RPM system.

According to the field tests and this simulation [3], gypsum in the VCNG production wells is produced by mixing production water with a high sulfate ion concentration (up to 600mg/dm^3) and calcium chloride formation brines with a sulfate ion concentration of 0 – 154mg/dm^3 and a calcium concentration up to 115g/dm^3. The source of the sulfate ion is the VCNG water wells. Fresh water for the RPM system is produced by water wells from the bicarbonate geochemical area of the Upper Lena suite and the sulfate geochemical area of the Upper Lena and Litvintsev suite base. The dynamic liquid level in some of the wells decreases with water supply depletion, which adds to the BHA drawdown and shrinks the piezometric surface of the Upper Lena aquifer system. As the piezometric surface of the Upper Lena suite reduces down to the evel below, the Litvintsev suite piezometric surface level (the sulfate geochemical area) the saline sulfate water upsurges to the VCNG water wells [3, 8]. In other wells with a depth exceeding 90 m (120–300m) the ground water is inherently characterized by a high sulfate ion concentration (up to 2,500mg/dm^3).

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

17-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

17–20 апреля 2017

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

При поддержке:

Министерства энергетики Российской Федерации

Организаторы:

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

12+

www.neftegaz-expo.ru

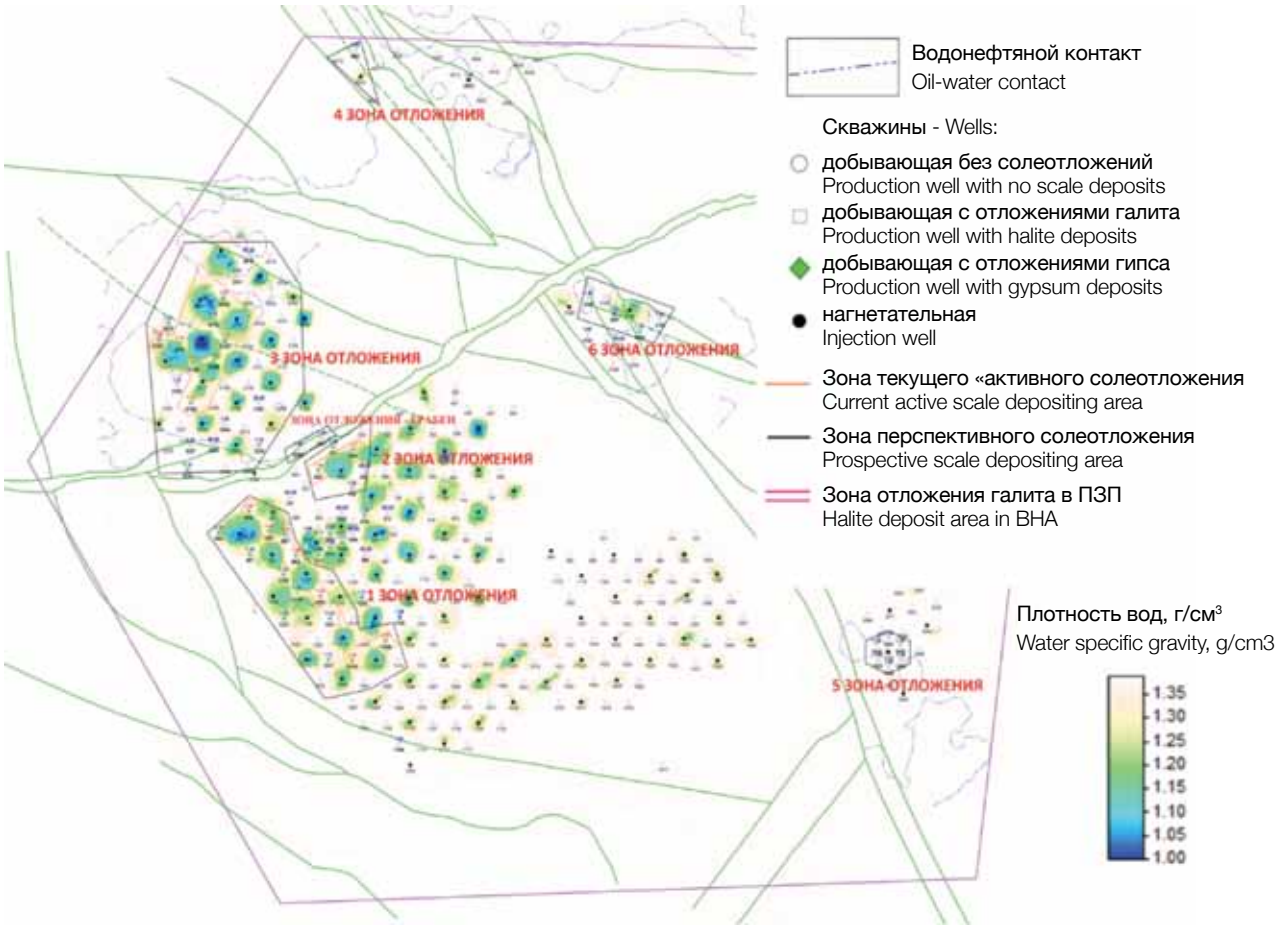

Рис. 4. Схема отложения солей гипса в скважинах ВЧНГКМ от 16.01.15 г.
Fig 4. Gypsum salt deposit diagram for VChNGKM wells as of January 16, 2015

90 - 95%). Данный раствор предотвращает как отложения гидратов, так и замерзание воды в «холодных» верхнечонских скважинах, повышая температуру замерзания воды до -6 ºС.

Солеобразования в виде сульфатов

Отложения сульфатов в виде гипса ($CaSO_4x2H_2O$) отмечаются в нефтяных скважинах от устья до призабойной зоны пласта с обводнением нефти от 30% [3]. Гипс представлен прозрачными бурыми кристаллами от 0,5 до 1,5 мм, рис. 3. В нагнетательных скважинах, в их ПЗП, а также в водоводах высокого и низкого давления системы поддержания пластового давления гипс на ВЧНГКМ не отлагается.

Образование гипса в добывающих скважинах на ВЧНГКМ происходит при смешении закачиваемых вод с высоким содержанием сульфат-иона – до 600 мг/ дм^3 с хлоридными кальциевыми пластовыми рассолами с содержанием сульфат-иона от 0 до 154 мг/ дм^3 и кальция до 115 г/дм^3. Данный процесс доказан как промысловыми наблюдениями за работой скважин, так и моделированием на программных продуктах [3]. Источником сульфат-иона являются

The PAO VCNG Upstream Chemistry Team developed and introduced a rapid test to identify future oil wells with gypsum formation based on which a gypsum salt deposit diagram was produced (Fig. 4). The test is rooted in specific gravity fluctuation types and salinity of the produced water. Thus a linear decrease in produced water's specific gravity or its high value (1.3g/cm^3) does not lead to gypsum depositing. While a sharp drop in specific gravity from 1.3 to 1.1–1.4g/cm^3 indicates a probable gypsum formation [7].

The research results of ground water interaction specifics in the Verkhnechonskoye horizon support identification of the current active and expected scale depositing area in the diagram that facilitates operation of the inventory of problematic wells. The field data shows that water interacts most actively in deposit area 3 (see Fig. 4), where the is water present in the reservoir portion, and in zone 1, in which there may be limited reservoir formation waters. [9]. Interaction in area 2 is attributed to a conductive fault between the graben and the second VCNG fault block. Areas 4–6 are prospective as they contain a water part of the deposits.

водозаборные скважины ВЧНГКМ. Добыча пресных вод для системы поддержания пластового давления осуществляется водозаборными скважинами из гидрокарбонатной геохимической зоны верхоленской свиты и сульфатной геохимической зоны подошвы верхоленской и литвинцевской свит. На части из них в процессе истощения водозаборов происходит снижение динамического уровня жидкости, из-за чего увеличивается депрессия в ПЗП и снижается пьезометрическая поверхность верхоленского водоносного комплекса. При снижении пьезометрической поверхности в верхоленской свите до отметок, меньших пьезоповерхности литвинцевского комплекса (сульфатная гидрогеохимическая зона), наблюдается интенсивное восходящее движение минерализованных сульфатных вод в водозаборные скважины ВЧНГКМ [3,8]. В другой части скважин, углубленных ниже 90 м (120-300м), подземные воды изначально имеют высокое содержание сульфат-иона (до 2500 мг/дм^3).

Для выделения зон активного гипсоотложения отделом промысловой химии ПАО «ВЧНГ» был разработан и внедрен в производство экспресс метод выявления прогнозных скважин с гипсообразованием, на основе которого разработана схема отложения солей гипса, рис. 4. Сам метод основан на типах изменения плотности и минерализации попутно-добываемых вод. Так линейное снижение плотности попутной воды или ее высокие значения (1,3 г/см^3) не приводят к отложению гипса, в случае, если началось внезапное снижение плотности с 1,3 до 1,1-1,4 г/см^3, это свидетельствует о возможном гипсообразовании [7].

Результаты изучения особенностей взаимодействия подземных вод верхнечонского горизонта позволяют определить на схеме зоны текущего «активного» и прогнозного солеотложения, что помогает «правильно» работать с осложненным фондом скважин. Согласно промысловым данным, наиболее активное взаимодействие вод происходит в зоне 3отложений см. рис. 4, где в залежи присутствует водная часть, а также в зоне 1, где вероятно наличие ограниченных залежей пластовых вод [9]. В зоне 2 взаимодействие происходит из-за наличия проводящего разлома между грабеном и вторым тектоническим блоком ВЧНГКМ. Зоны 4, 5, 6 являются перспективными, так как существует водяная часть залежи.

Hydrochloric acid treatment to prevent gypsum depositing is not used at VCNG because of low subsurface temperature (about 9ºC at the bottom hole and up to 5ºC at the surface). Gypsum deposits in the downhole pumping equipment and well are removed by 20% aqueous caustic soda (NaOH) with a removal efficiency of 90%. The back pressure valve is removed in advance on the ESP installation. If gypsum builds up inside the capital string or liner a 20% aqueous caustic soda alkali soaker is preliminarily installed before bottom hole cleaning during well servicing. This measure means that the saw tooth or drill bit tool can penetrate at least twice the rate in the trouble section of the string. 20% aqueous caustic soda is injected for dispersion to dislodge gypsum deposits in BHA with a subsequent BHA treatment with 12% aqueous hydrochloric acid to remove water insoluble resultants of alkali and gypsum reaction represented by quick lime, $Ca(OH)_2$.

The HEDP or ATMP chelates (a minimum active substance concentration of 40%) as scale inhibitors are used to prevent gypsum depositing in the downhole equipment. A scale inhibitor is employed on the entire problematic inventory to an extent of 100%. The inhibitor is fed to the well by a continuous injection to the annular space with a chemical batching unit (UDR). The process efficiency is monitored by tracking the downhole equipment operation and analyzing well and ESP operation. Further, a wellhead sampling is done to identify the residual phosphonate concentration in produced water. Currently the issue of gypsum depositing in the production well BHA is settled. Laboratory research was conducted, and the units for feeding scale inhibitor to the reservoir (10% aqueous ATMP in 2% aqueous muriate of potash) were developed. Introduction of efficient chemicalization at VCNG increased the average time between failures for the inventory of the scale problematic wells from 282 days in 2014 to 537 days in 2015.

Judging from the operating experience at VCNG located in a remote area in the Extreme North, the major issue of chemicalization in this area is a high cost of chemicals. This is caused by a complicated logistics and calls for having a safety stock in the event of chemical short delivery. A practical solution to the issue is to set up commercial chemical production directly in the field. It will aid in cutting down logistic costs, curbing the risk of low quality chemical delivery with reduced active component content, and tightening process control of commercial chemical production by the company. Use of summarized chemicals with water as a solvent will further shrink the commercial chemical unit cost. A mobile 40-foot containerized, automated chemical activation package (MAKAR) can be used to prepare chemical liquids [10] (Fig. 5).

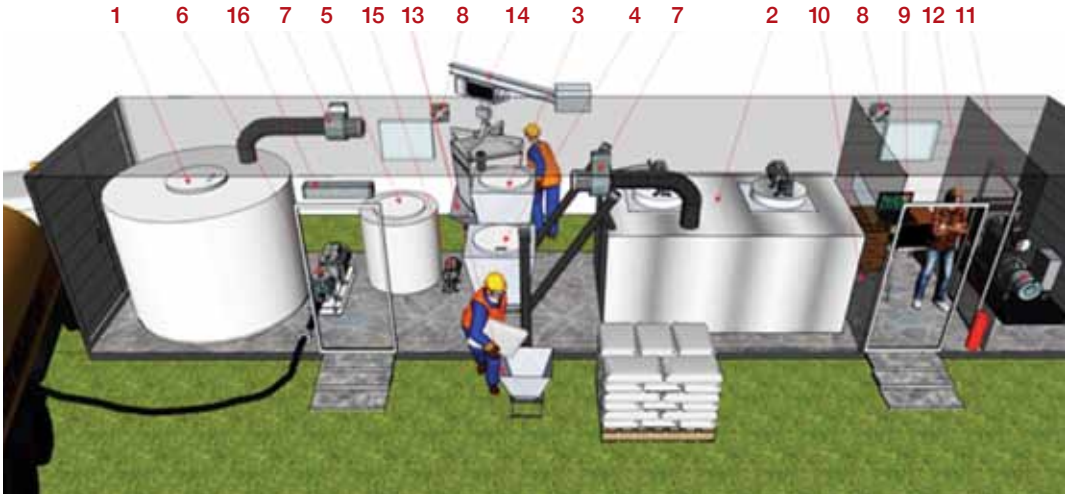

Рис. 5. Технологическая схема МАКАР
1: емкость 8м^3 на тензодатчиках; 2: емкость с двумя электромешалками 8м^3 на тензодатчиках; 3: бункер для сыпучих химреагентов 2м^3 с ворошилкой - ШД-2; 4: бункер для сухих химреагентов 1м3 с ворошилкой - ШД-1; 5: емкость для химических добавок 2м^3; 6: одновинтовой насос серии АЛНВ; 7: вентилятор центробежный (2 шт.); 8: вентилятор общепеременный (2 шт.); 9: блок управления на базе промышленного компьютера; 10: печь электрическая; 11: дизель-генератор; 12: огнетушитель; 13: емкость загрузочная (2 шт.); 14: подъемный механизм; 15: насос центробежный ЦНСК 25/10; 16: тепловая завеса.

Fig 5. MAKAR process flow
1: Tank (8m^3) on load cells; 2: Tanks with two electrical agitators (8m^3) on load cells; 3: Bulk chemical agent silo (2m^3) with agitator ShD-2; 4: Bulk chemical agent silo (1m^3) with agitator ShD-1; 5: Chemical additive tank (2m^3); 6: APNV Series single screw pump; 7: Centrifugal fan (2 pcs); 8: General ventilation fan (2 pcs); 9: Industrial PC for control; 10: Electric oven; 11: Diesel generator; 12: Fire extinguisher; 13: Hopper (2 pcs); 14: Hoisting device; 15: Centrifugal pump TsNSK 25/10; 16: Air curtain

В связи с низкими скважинными температурами (на забое □ +9ºС, на устье до -5ºС) обработки соляной кислотой для предупреждения гипсоотложения на ВЧНГКМ не применяются. Отложения гипса в глубинно-насосном оборудовании (ГНО) и скважине удаляются с помощью 20%-го водного раствора каустической соды - NaOH (эффективность удаления 90%). Предварительно при монтаже УЭЦН исключают обратный клапан. При подземном ремонте скважин, если отложение гипса произошло на внутренней стенке эксплуатационной колонны или хвостовика, предварительно перед нормализацией забоя ставят щелочную ванну из 20%-го раствора каустической соды. Данная операция существенно (минимум в 2 раза) увеличивает скорость проходки инструмента (зубчатой коронки или долота) по осложненному участку колонны. Для удаления отложений гипса в ПЗП производят закачу 20%-го водного раствора каустической соды на рассеивание, с последующей обработкой ПЗП 12%-ным раствором соляной кислоты для удаления водонерастворимых продуктов реакции щелочи и гипса, представленными негашеной известью - $Ca(OH)_2$.

Для предотвращения отложений гипса в погружном оборудовании используются ингибиторы солеотложений на основе комплексонов ОЭДФК и НТФ (процентное содержание активной основы – не менее 40 %). Тиражирование ингибитора солеоотложений производится на всем осложненном фонде со 100 % покрытием. Подача ингибитора в скважину осуществляется методом постоянной

Field trials of the proprietary scale inhibitor formulations developed specifically for the VCNG process and geological circumstances are scheduled for 2016. Commercial chemicals will be prepared in the field with water used as a solvent for the summarized chemicals. Several chemical injection technologies including continuous injection to the well annular space by UDR and BHA squeezing will be tested. It will kick off a new stage of chemicalization in the mechanized inventory of the Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field.

Carbonate Scaling

Currently the carbonate buildups occur at VCNG as a slight calcite ($CaCO_3$) scaling (less than 1 mm) on the downhole motor surface and as contamination in the oil well production. Carbonate depositing at VCNG may aggravate in its fourth development stage as water cut of the well inventory swells to 90%. Such scaling in the downhole equipment and BHA can be removed with 6% and 12% aqueous hydrochloric acid respectively. Carbonate scale forming is most effectively prevented by the HEDP scale inhibitors.

закачки в затрубное пространство с помощью установки дозирования реагента (УДР). Контроль эффективности технологии осуществляется путем мониторинга работы подземного оборудования, анализа работы скважины и УЭЦН. Дополнительно производится отбор устьевых проб для определения остаточного содержания фосфонатов в попутно-добываемых водах. В настоящее время решается проблема отложения гипса в ПЗП добывающих скважин. Проведены лабораторные исследования и разработаны модули задавки ингибитора солеотложений в пласт (на основе 10%-ного водного раствора НТФ в 2% -ном водном растворе калий хлора). Внедрение эффективной химизации на ВЧНГКМ позволило повысить среднюю наработку на отказ осложнённого солями фонда скважин с 282 суток (в 2014г.) до 537 суток (в 2015г.).

Из производственного опыта эксплуатации ВЧНГКМ, находящегося в труднодоступном районе Крайнего Севера, можно определить основную проблему химизации это региона – высокая стоимость реагентов, обусловленная сложной логистической схемой, из-за чего возникает необходимость создания страховых запасов на случай недопоставки реагента. Возможным решением является организация производства товарных форм химических реагентов непосредственно на нефтепромысле. Это поможет минимизировать логистические издержки, риск поставки некачественного реагента с заниженным содержанием активных основ и усилить контроль за производством товарной формы химического реагента со стороны компании. В свою очередь использование летних форм реагента, растворителем в которых служит вода, значительно снизит удельную стоимость товарной формы реагента. Для приготовления жидких химических реагентов может применяться мобильный автоматизированный комплекс активации реагентов (МАКАР) на базе 40 фунтового контейнера [10], рис. 5.

В 2016 г. планируется проведение опытных-промысловых испытаний собственных составов ингибиторов солей, разработанных специально для технологических и геологических условий ВЧНГКМ. Товарные формы реагентов будут готовиться на нефтепромысле, в летних формах реагента растворителем будет служить вода. Планируется испытание нескольких методов закачки реагента, в том числе постоянная закачка в затрубное пространство скважины с помощью УДР и «задавка» в призабойную зону пласта. Это будет новым этапом развития химизации на механизированном фонде Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Summary

Hydrocarbon production chemicalization at all process stages is, at this point, one of the most paramount and efficient ways to ensure operability of the downhole and surface equipment. The Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field is one of the earliest remote large scale oil production projects in the Extreme North of the Eastern Siberia with no extensive infrastructure. Accordingly, the successful production and scientific experience of scaling control accumulated during VCNG operation can be used to develop the new far-flung oil and gas fields in Extreme North including the Russian Arctic Shelf.

References

1. Pinneker E.V., Brines of Angara-Lena artesian basin, Moscow: Nauka Publ., 1966, 332 s.

2. Chertovskikh E.O., Lapoukhov A.S., Kachin V.A., Karpikov A.V., Problems of oil and gas production in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field associated with halite depositing, SPE AFE, 2013, pp. 1491–1527.

3. Chertovskikh E.O., Alekseev S.M., Problems of oil and gas production in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field associated with gypsum depositing, SPE, ROG, 2014, pp. 1–17.

4. Kachin V.A. Chertovskikh E.O. Karpikov A.V., Effects of Verkhnechonskoye horizon saline sandstone on oil and gas production in Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field // Izvestiya Sibirskogo otdeleniya sektsii nauk o Zemle RAEN, 2013, no. 1 (42), pp. 129–134.

5. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T., Salt formation in oil production, Moscow: Orbita-M Publ., 2004, 432 p.

6. Shvartsev S.L., Pinneker E.V., Perel'man A.I. et al., Fundamentals of hydrogeology. Hydrogeochemistry), Novosibirsk: Nauka Publ., 1982, 286 p.

7. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V., Collected papers Geology and oil and gas potential of West Siberian megabasin (experience, innovation), Tyumen: Publ. of TSOGU, 2014, pp. 168–171.

8. Shenkman B.M., Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field ground water chemistry (VChNGKM)// Izvestiya IGU. Sektsiya Nauki o Zemle. 2013, V. 6, no. 1, pp. 206-222.

9. Chertovskikh E.O., Kachin V.A., Karpikov A.V., Halite depositing during oil and gas production in Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field // Vestnik IRGTU, 2013, no. 5, pp. 82–91.

10. Klushin I.G., Chertovkikh E.O., Kunaev R.U., Buglov N.A., Prospects for use of active chemicals in the Arctic and Extreme North oil fields // Izvestiya Sibirskogo otdeleniya sektsii nauk o Zemle RAEN. Geology: Ore field prospecting and exploration, 2015, no. 3, pp. 53–60.

Солеобразования в виде карбонатов

В настоящее время отложения карбонатов встречаются на ВЧНГКМ в виде незначительного налета кальцитов ($CaCO_3$) менее 1мм на поверхности погружного электродвигателя (ПЭД), также они присутствуют в качестве механических примесей в продукции нефтяных скважин. Увеличение интенсивности отложений карбонатов на Верхнечонском НГКМ возможно произойдёт на четвертой стадии разработки при росте обводнения фонда скважин до 90%. Удалять данные отложения в погружном оборудовании можно будет с помощью 6 %-ного водного раствора соляной кислоты, в ПЗП - с помощью 12 %-ного. Предупреждать отложения карбонатов эффективней всего с помощью ингибиторов солеотложений на основе ОЭДФК.

Заключение

Химизация производственных процессов добычи углеводородов на всех этапах производства в настоящее время является одним из главнейших и наиболее эффективных направлений поддержания работоспособности погружного и наземного оборудования, а Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из первых крупных удаленных проектов по добыче нефти в условиях Крайнего севера Восточной Сибири без развитой инфраструктуры. Поэтому положительный производственный и научный опыт по борьбе с солеотложениями, накопленный при эксплуатации ВЧНГКМ может быть использован при разработке новых труднодоступных месторождений нефти и газа на Крайнем Севере и, в том числе, Арктическом шельфе Российской Федерации.

Список литературы

1. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. М.: Наука, 1966.-332с.

2. Chertovskikh E.O., Lapoukhov A.S., Kachin V.A., Karpikov A.V. Problems of oil and gas production in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field associated with halite depositing - SPE AFE 2013 2013. С. 1491-1527.

3. Chertovskikh E.O., Alekseev S.M. Problems of oil and gas production in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field associated with gypsum depositing,- SPE, ROG 2014 2014.С. 1-17.

4. Качин В.А. Чертовских Е.О. Карпиков А.В. Влияние засоленных песчаников верхнечонского горизонта на процесс добычи нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. Известия Сибирского отделения секции наук о Земле РАЕН. - 2013. № 1 (42). С. 129-134.

5. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004г. 432 с.

6. Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.И.., и др. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия./ - Новосибирск: Наука, 1982, 286 с.

7. Чертовских Е.О., Алексеев С.В. Изменение плотности попутно-добываемых вод - индикатор образования отложений гипса в скважинах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // В сборнике: Геология и нефтегазоносность западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации), ТюмГНГУ, Тюмень, 2014. С. 168-171.

8. Шенькман Б.М. Химия подземных вод Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ) Известия ИГУ, секция «Науки о Земле» - 2013. – Т.6, № 1. – С. 206-222.

9. Чертовских Е.О., Качин В.А., Карпиков А.В. Отложения галита при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. Иркутск: Вестник ИРГТУ. - 2013. - № 5. - С. 82-91.

10. Клюшин И.Г., Чертовких Е.О., Кунаев Р.У., Буглов Н.А. Перспективы применения активных основ химических реагентов в условиях нефтепромысла Арктики и Крайнего Севера // Известие Сибирского отделения секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология: поиски и разведка рудных месторождений - 2015 - №3 - с. 53-60.

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2016 г., стр. 52; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.1, 2016, pp.52.
Printed with permission from the Editorial Board.