

УДК 66.061.1

ПОДБОР ЭФФЕКТИВНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ АСФАЛЬТНО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Б.С. Мусин, Ж.К. Тлеукулова

Асфальтено-смолопарафиновые отложения в подземном оборудовании скважин всегда являлись одной из серьезных проблем в добыче высокопарафинистой нефти на месторождении Узень. Проблема эта и в настоящее время остается крайне актуальной, а мероприятия по борьбе с этими осложнениями – весьма затратными.

Процессы парафиноотложений в скважинах, промышленном оборудовании осложняют добычу нефти и приводят к её потерям, а также авариям и простоям оборудования. По этим причинам возникает необходимость в проведении исследовательских лабораторных работ по подбору эффективных растворителей парафиноотложений и методов их удаления.

Ключевые слова: асфальтено-смолопарафиновые отложения, осложнения в добыче, способ эксплуатации, выпадение парафина, кристаллизация парафина, отложения парафина, труднорастворимые асфальтены, очистка насосно-компрессорных труб.

Основная часть

В связи со снижением добычи нефти на месторождении Узень изучалось влияние асфальтено-смолопарафиновых отложений (далее – АСПО) на процесс добычи нефти. Нефти месторождения Узень характеризуются небольшими значениями плотности, от 0,853 до 0,858 кг/м³, высоким содержанием парафиновых углеводородов, до 18% вес., и асфальтеносмолистых веществ, до 19% вес., обуславливающих высокую температуру её застывания – до 35°С, осложняющих процессы подъёма, промышленного сбора, процессы товарной подготовки нефти [1].

Условия, приводящие к осложнениям в добыче и транспорте продукции, существуют в течение всего года, поэтому образование АСПО является проблемой, которую приходится решать постоянно.

В основном образования отложений парафина наблюдаются в скважинных насосах, насосно-компрессорных трубах (далее – НКТ), выкидных линиях от скважин, резервуарах промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса может быть

меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объём газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из неё парафинов. Равновесное состояние нарушается в пласте, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

Интенсивность отложений АСПО в трубах, призабойной зоне пласта (далее – ПЗП), трубопроводах, резервуарах различна и зависит от характеристик нефти, дебита жидкости, температуры потока, состояния стенок скважины [2].

Температура начала кристаллизации парафина – один из важных параметров, знание которого необходимо для своевременного принятия технологических решений, предотвращающих выпадение парафина в виде твёрдой фазы в пластах и призабойной зоне скважин. Проведён расчёт начала кристаллизации парафина по гипотетической скважине месторождения (рис. 1).

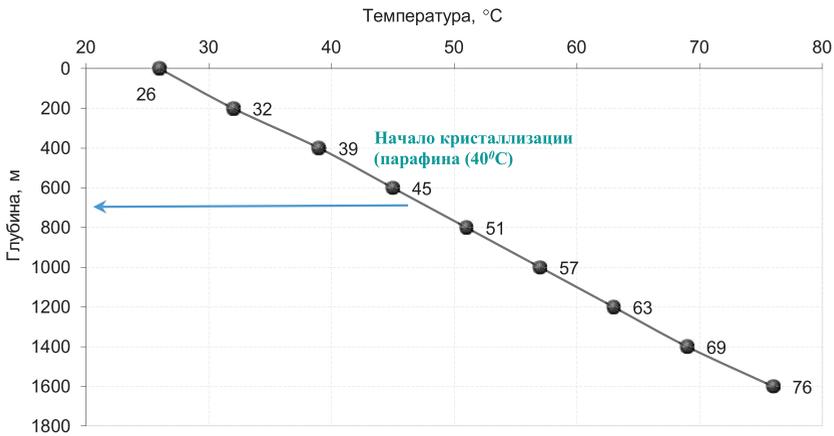


Рисунок 1. Распределение температуры по глубине скважин месторождения Узень, °C

По расчётам и построенному графику отложения парафина в скважине будут отмечены на глубине 650 м от устья при температуре начала кристаллизации парафина 47°C.

Проведён анализ ремонтов скважин, связанных с АСПО за 2018 г. В области приёма насоса происходит снижение давления и, за счет газоотделения, выпадение АСПО. Парафин откладывается на седлах

и клапанах, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам. Отложения парафина приводит к заклиниванию насоса в зазоре между цилиндром и плунжером. Ремонты, связанные с АСПО, в основном проводились в скважинах с дебитами до 70 м³/сут. Скважины с дебитом более 70 м³/сут менее подвержены этим осложнениям. Результаты представлены в табл. 1 [3].

Таблица 1. Количество ремонтов, связанных с АСПО, ед.

Дебит жидкости, м³/сут	Кол-во скважин, ед.	Количество ремонтов, в т.ч. по обводнённости, в%		
		пвг < 40	40 ≤ пвг ≤ 80	пвг > 80
ВСЕГО	31	-	24	7
Qж < 10	-	-	-	-
10 ≤ Qж ≤ 70	25	-	21	4
Qж >	6	-	3	3

Следует отметить, что знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов профилактики или борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляют, исходя из типа АСПО.

В зависимости от отношения содержания парафинов (далее – П) к сумме со-

держания смол (далее – С) и асфальтенов (далее – А) все АСПО можно разделить на 3 типа:

1. асфальтеновый: $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновый: $P/(A+C) > 1$;
3. смешанный: $P/(A+C) \approx 1$ [1].

Ниже представлен состав отложений, отобранных с различных объектов подземного оборудования (табл. 2).

**Таблица 2. Состав отложений, отобранных
с различных объектов месторождения**

Место отбора (НКТ)	Содержание АСПО, % масс.					Темп. плавл. парафинов, С
	парафины	асфальтено-смолистые в-ва	масло	вода	мех. примеси	
Пределы изменения состава АСПО	11,3–38,2	7,3–24,6	4,2–62,7	0,6–15,0	0,7–54,1 (песок – 20–80%, соль – 20–80%)	(+57)–(+77)
НГДУ-1, ГУ-13, скв. № 5599	22,9	7,3	50,4	0,6	14,4 (песок – 30%, соль – 70%)	+ 76
НГДУ-1, ГУ-83, скв. № 562	34,0	12,0	38,2	1,0	14,8 (песок – 30%, соль – 70%)	+77
НГДУ-2, ГУ-43, скв. № 4572	20,2	11,5	36,9	10,9	20,5 (песок – 30%, окалина – 70%)	+77
НГДУ-2, ГУ-43, скв. № 5092	11,3	12,4	43,0	15,0	18,3 (песок – 30%, окалина – 70%)	+76
НГДУ-3, ванна 2	38,2	24,6	24,0	5,8	7,4 (песок – 80%, соль – 20%)	+ 71
НГДУ-4, ГУ-102, скв. № 666	30,0	17,7	4,2	1,0	54,1 (песок – 7 0%, соль – 30%)	+ 57
НГДУ-4, скв. № 253	24,6	16,8	15,1	0,8	42,7 (песок – 80%, соль – 20%)	+ 69
ГУ-3, скв. № 1157	19,4	13,2	62,7	3,4	1,3 (песок – 30%, соль – 70%)	+72
ГУ-11, скв. № 461	24,4	12,2	52,0	10,7	0,7 (песок – 20%, соль – 80%)	+75

Как следует из представленных данных, АСПО можно отнести к парафиновому типу с температурой плавления от 57 до 77 °С.

На месторождении для депарафинизации подземного оборудования широко применяются углеводородные растворители – конденсат газоконденсатных залежей Тенге и Жетыбай и газовый бензин Казахского газоперерабатывающего завода. Обработка скважин конденсатом стала одним из основных технологических процессов добычи нефти на месторождении. Однако в связи с низкой растворяющей способностью газоконденсата технологический эффект от его применения в расчёте на одну скважино-операцию не высок.

В последние годы ведётся поиск дешёвого и эффективного углеводородного сырья из числа вторичных ресурсов нефтепереработки. Имеет применение такой

продукт, как керосиновая, пентан-гексановая фракция – это один из самых распространённых методов в технологических процессах добычи высокосмолистых нефтей.

В настоящее время проведены лабораторные исследования с целью определения составов отложений и подбора реагентов для их растворения. Компонентные составы парафиноотложений представлены в табл. 2 [4].

Как показывают представленные данные, компонентный состав твёрдых отложений определен по 6 пробам парафиноотложений (НГДУ-3, ванна, скв. 2109, 5599, 666, 5599, 562).

На основании проведенных исследований можно говорить о том, что основным компонентом в составе АСПО являются парафины и труднорастворимые асфальтены. В асфальтенах содержится:

углерода – 80,0–86,0 % масс.; водорода – 7,0–9,0% масс.; серы – до 9,0% масс.; кислорода – 1,0–9,0% масс. и азота – до 1,5% масс. Асфальтены не растворимы в спирте, лёгком бензине, в эфирах, однако хорошо растворимы в ароматических углеводородах. Проведено изучение растворя-

ющей способности следующих растворителей: пентан-гексановая фракция (далее – ПГФ), удалитель АСПО – АСПО СК-70, толуол и их композиции.

Результаты исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3. Состав отложений, отобранных с различных объектов месторождения

№	Растворитель	Растворимость, %		
		1 ч	2 ч	3,5 ч
1	ПГФ (пентан-гексановая фракция) – 100%	15,7	17,7	19,6
2	«АСПО СК-70» – 100%	8,9	14,3	17,4
3	ПГФ (50%) + «АСПО СК-70» (50%)	10,8	11,8	12,9
4	Толуол – 100%	11,2	13,3	16,3
5	Толуол (50%) + ПГФ (50%)	10,4	15,5	16,5
6	Толуол (50%) + «АСПО СК-70» (50%)	13,7	17,2	19,7

Как показывают представленные данные, растворяющая способность пентан-гексановой фракции составляет 19,6%, что незначительно выше толуола (16,3%).

Растворяющая способность реагента АСПО СК-70 составляет 17,4%. Растворяющая способность композиций данных реагентов составляет от 10,4 до 19,7%.

Проведены исследования по растворяющей способности ароматического углеводорода и гексана в различных соотношениях. Исследования проведены на образцах АСПО скв. 2109, с высоким содержанием труднорастворимых асфальтено-смолистых отложений (62,9%). Данные исследований представлены в табл. 4 и на рис. 2, 3.

Таблица 4. Растворимость АСПО при различных температурах, %

Растворитель, %		Растворимость, %	
толуол	гексан	20°C	60°C
100	-	26	50,5
-	100	34,5	56,5
90	10	22,4	66,9
80	20	24,2	77,1
70	30	27,4	71
60	40	26,9	87
50	50	27,7	79,4
40	60	29,7	69
30	70	27,4	61
20	80	26,2	58,6
10	90	25	47,5

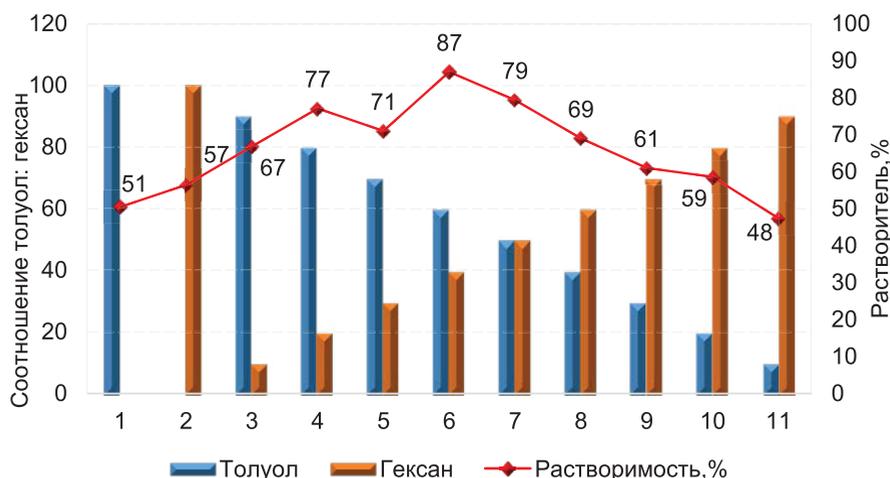


Рисунок 2. Растворимость АСПО композицией толуол : гексан при t = 20°C

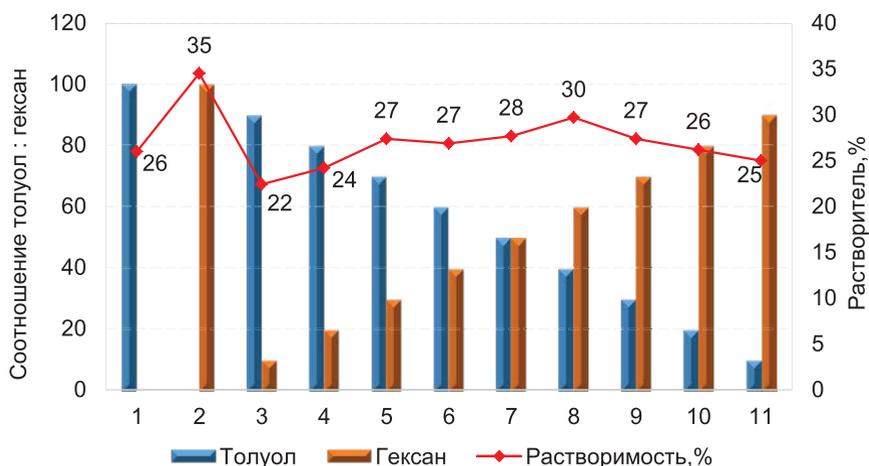


Рисунок 3. Растворимость АСПО композицией толуол : гексан при t = 60°C

Представленные данные показывают, что при t = 20°C максимальная растворимость АСПО (27,7 и 29,7%) достигается при соотношении компонентов толуол : гексан 50 : 50 и 40 : 60. При t = 60°C максимальная растворимость АСПО (87 и

79,4%) достигается при соотношении компонентов толуол : гексан 60 : 40 и 50 : 50.

Проведены исследования по определению отмывающей способности водного раствора реагента АСПО СК-70, результаты которых представлены в табл. 5.

Таблица 5. Результаты испытания растворения АСПО в химических реагентах в зависимости от времени

Название реагента	Растворимость АСПО при температуре 60°C, % масс.				
	0,5 ч	1 ч	1,5 ч	2 ч	2,5 ч
АСПО СК-70, 2%-й водный раствор	0,1	1,0	1,1	1,5	3,0
АСПО СК-70, 5%-й водный раствор	2	7	20	56	81,5

Как следует из представленных данных, отмывающая способность 5%-го водного раствора реагента АСПО СК-70 выскока и за 2,5 ч составляет 82%.

Проведены исследования по разработке состава, обеспечивающего нагрев при соединении эмульсионного состава с подкисленным нитритом аммония, позволяющего достигать лучшего отмыва поровых каналов от отложений (% масс.):

- хлористый аммоний – 8%;
- нитрит натрия – 10%;
- соляная кислота – 0,15%;
- неонол – 2%;
- газоконденсат – 30%;
- вода – остальное.

Приготовление эмульсии осуществляется добавкой в воду 24%-й соляной кислоты и хлористого аммония при перемешивании. Далее добавляется нитрит натрия, неонол и газоконденсат, и всё тщательно перемешивается.

За основу состава был взят ранее разработанный эмульсионный состав (соляная кислота + неонол + газоконденсат + вода), а также компонент, обеспечивающий возможность получения экзотермической реакции в процессе приготовления состава – нитрит аммония, подкисленный незначительным количеством HCl (0,1% масс.). Нитрит аммония получили при смешении хлористого аммония с нитритом натрия.

После приготовления необходимого количества нитрита аммония его растворяют совместно с другими водорастворимыми компонентами в воде, добавляют 30% газового бензина, перемешивают, а затем доводят до необходимого pH среды добавлением соляной кислоты не более 0,3% масс. Затем полученную композицию нагревают до 50°C. С этого момента экзотермическая реакция протекает с большей скоростью, время проведения можно регулировать количеством добавленной кислоты. В среднем возрастание температуры происходит от получаса до 60 мин при

требуемых соотношениях компонентов. Если необходимо увеличить время возрастания температуры, то достаточно сократить добавку соляной кислоты на 0,05% масс. и т.д. Необходимо учесть, что после достижения максимальной температуры осуществляемое остывание происходит за больший промежуток времени, чем процесс нагревания. Происходит это в первую очередь из-за продолжения процесса экзотермической реакции при установившемся режиме, т.е. при достижении максимальной температуры.

Для испытаний разработанной композиции были взяты наиболее тугоплавкие АСПО (tпл = 77°C).

Наряду с этим проводились исследования по оценке эффективности удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений с металлической поверхности. С этой целью бралась U-образная трубка, в один из цилиндров которой устанавливались образцы, а в другой цилиндр опускалась лабораторная мешалка, обеспечивающая возможность циркуляции состава в пределах объема ячейки. В качестве образцов использовались металлические пластинки, на которые наплавлялся взвешенный объем АСПО. Образцы после взвешивания подвешивались в лабораторную ячейку, и включалась мешалка. К этому времени в ячейке объем композиции был уже подогрет до исходной температуры, в результате чего экзотермическая реакция, осуществив нагрев жидкости до конечной температуры, подходила к стадии завершения. Время и эффективность удаления АСПО каждого из составов композиции приведены в табл. 6. Как известно, что удаление АСПО и растворение его происходят при различных стадиях воздействия. Однако, как показали испытания, при нагреве композиции до 85°C и выше состав, время удаления АСПО и растворения были почти одинаковы (табл. 6).

Таблица 6. Результаты исследований по удалению и растворению образцов

Состав	Начальная темп. реакции, °C	Конечная темп. реакции, °C	Эффективность			
			удаления АСПО		растворения	
			время, мин	кол-во АСПО, %	время, мин	кол-во АСПО, %
1	40	100	5	100	5	100
2	40	82	10	100	20	95
3	40	61	20	80	65	60
4	40	58	35	65	90	50
5	40	53	45	50	90	40

6	50	100	5	100	5	100
7	50	100	5	100	5	100
8	50	90	5	100	5	100
9	50	85	5	100	12	100
10	50	72	15	90	28	80
11	60	100	5	100	5	100
12	60	100	5	100	5	100
13	60	100	5	100	5	100
14	60	92	5	92	5	100
15	60	86	5	86	100	100

Представленные данные показывают, что время, затраченное на растворение, превышает время, затраченное на удаление (при температуре меньше 85°C), поскольку процесс растворения включает первоначально процесс отмыва от поверхности АСПО, а затем уже растворение в растворителе. Удаление же включает процесс отмыва частичек АСПО, а затем уже диспергирование этих частичек с выносом в объеме нефти.

Периодические обработки скважин горячей водой (далее – ОГВ) являются основными мерами борьбы с осложнениями от АСПО и загустевания нефти. С целью лучшей очистки глубинно-насосного оборудования в теплоноситель целесообразно добавлять химические реагенты, а также необходимо проведение пропарок с использованием передвижной паровой установки фонтанной арматуры и манифольдов.

Проблема очистки НКТ и насосных штанг решается проще и эффективнее путем периодических ОГВ скважин. Тепловые промывки несут профилактический характер и стабилизируют добычу на период до 10–15 сут.

Следует отметить, что разработана целая гамма скребков различной конструкции для удаления отложений АСПО на НКТ.

Тем не менее использование такого метода борьбы с АСПО осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения [4].

В последние годы наплавляют пластиковые скребки на штангах вместо металлических пластинчатых скребков. Также используется применение НКТ с внутренним полиамидным покрытием, покрытием из лаков, эмали. Использование таких методов на месторождениях ПАО «Татнефть» позволило увеличить межремонтный период работы скважин до 3-х лет. Применение труб с полиамидным покрытием, которые характеризуются высокой механической, химической и термической стойкостью, открывает большие перспективы их внедрения и на месторождении Узень.



Рисунок 4. НКТ с полимерным покрытием ПЭП-585

Выводы

Добыча нефти из скважин сопровождается понижением температуры, давления и разгазированием добываемой нефти. В результате этого из нефти выделяются и осаждаются в призабойной зоне и на нефтепромысловом оборудовании АСПО. Эти отложения значительно ухудшают фильтрационные показатели ПЗП скважин, снижают пропускную способность оборудования, коэффициент продуктивности, приводят к преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным ремонтам скважин, а в итоге к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающего предприятия.

Рекомендации

Проведены лабораторные исследования по определению компонентного состава парафиноотложений и выполнен подбор рецептур для их отмыва и растворения.

Для борьбы с парафиноотложениями рекомендуется:

- для улучшения отмыва АСПО при обработках ОГВ добавлять 5%-й водный раствор реагента АСПО СК-70;

- для растворения АСПО применение композиции толуол: гексан в соотношении 60 : 40 и 50 : 50;

- проведение опытно-промышленных испытаний разработанного состава, позволяющего проводить лучший отмыв поровых каналов от отложений: хлористый аммоний – 8%, нитрит натрия – 10%, соляная кислота – 0,15%, неонол – 2%, газоконденсат – 30%, вода – остальное.

Список использованной литературы

1. Отчет КазНИПИмунайгаз «Анализ разработки месторождения Узень». – Актау, 2014 г, т. 1, книга 1.
2. Булатов А.И., Кусов В.Г., Савенок О.В. Асфальтено-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар, Т1, Т2, 2011.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под ред. Гиматудинова Ш.К. – М.: Недра, 1983, 455 с.
4. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. – М., Недра, 1966.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ АСФАЛЬТТЫ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ШӨГІНДІЛЕРІ ҮШІН ТИІМДІ ЕРІТКІШТЕРДІ ТАҢДАУ

Б.С. Мусин, Ж.К. Тілеуқұлова

Ұңғымалардың жерасты жабдықтарындағы асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділер Өзен кен орнында жоғары парафинді мұнай өндіруде әрдайым маңызды проблемалардың бірі болды. Бұл проблема қазіргі уақытта өте өзекті болып қала береді және осы асқынулармен күресу шаралары өте қымбат тұрады.

Ұңғымалардағы, кәсіптік жабдықтардағы парафин шөгінділерінің процестері мұнай өндіруді қиындатады және оның жоғалуына, сондай-ақ, авариялар мен жабдықтардың тоқтап қалуына әкеледі. Осы себептерге байланысты парафин шөгінділерінің тиімді еріткіштерін және оларды жою әдістерін таңдау бойынша зертханалық зерттеулер жүргізу қажет.

Түйінді сөздер: асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділер (АШПШ), мұнай өндіру кезіндегі асқынулар, пайдалану тәсілі, парафиннің түсуі, парафиннің кристалдануы, парафиннің шөгуі, қиын еритін асфальтендер, ұңғыманы ыстық сумен жуу, сорғы-компрессорлық құбырларды (СКҚ) тазалау.

SELECTION OF EFFECTIVE SOLVENTS AGAINST ASPHALTENE- RESIN-PARAFFIN DEPOSITION IN THE UZEN OILFIELD

B.S. Mussin, Z.K. Tleukulova

Deposition of asphaltenes, resins and paraffins in underground well equipment has always been one of the major challenges in the production of highly paraffinic oil at the Uzen field. This problem still remains extremely urgent, and measures to combat these complications are quite costly.

Paraffin deposition processes in wells and field equipment complicate oil production and lead to oil losses, as well as accidents and equipment downtime. For these reasons, it becomes necessary to conduct a laboratory research on the selection of effective solvents against paraffin deposition and methods for their removal.

Key words: Deposition of asphaltenes, resins and paraffins, production challenges, well operation mode, paraffin precipitation, paraffin crystallization, paraffins deposition, sparingly soluble asphaltenes, cleaning of tubing.

Информация об авторах

Мусин Бауыржан Сәбитұлы – инженер департамента по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, mussin_b@kaznipi.kz.

Тлеукулова Жумабике Кураковна – ведущий инженер департамента по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, tleukulova_z@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИМунайгаз, г. Актау, Казахстан