

УДК 622.275/276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.05>  
<https://orcid.org/0000-0002-4776-2251>  
<https://orcid.org/0000-0003-3459-0513>  
<https://orcid.org/0000-0002-5615-2711>  
<https://orcid.org/0000-0003-3459-0513>  
<https://orcid.org/0000-0003-1721-119X>  
<https://orcid.org/0000-0002-4258-7933>

## РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ОТ АСФАЛЬТЕНО-СМОЛИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ



**М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[maks\\_bisengali@mail.ru](mailto:maks_bisengali@mail.ru)



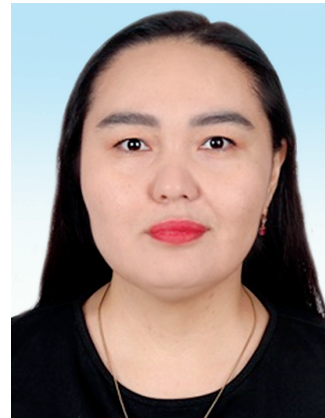
**Г. ДОСКАЗИЕВА<sup>1</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[doskaziyeva.gulsin@gmail.com](mailto:doskaziyeva.gulsin@gmail.com)



**А.Р. ТОГАШЕВА<sup>2</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[aliya.togasheva@yu.edu.kz](mailto:aliya.togasheva@yu.edu.kz)



**Р.У. БАЯМИРОВА<sup>2</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[ryskol.bayamirova@yu.edu.kz](mailto:ryskol.bayamirova@yu.edu.kz)



**М.Д. САРБОПЕЕВА<sup>2</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz](mailto:manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz)



**А.Т. ЖОЛБАСАРОВА<sup>2</sup>**,  
кандидат технических наук,  
ассоциированный профессор,  
[Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz](mailto:Акшыryn.Zholbassarova@yu.edu.kz)

<sup>1</sup>АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА,  
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. Баймуханова, 45а

<sup>2</sup>КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ  
И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА,  
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, мкр. 32

*Рассматривается процесс эксплуатации скважин, парафинистых нефтей, вызывающий серьезные проблемы при работе скважины. Физико-химические методы, обеспечивающие увеличение коэффициентов вытеснения и охвата одновременно для извлечения пленочной и капиллярно-удерживаемой нефти из заводненных пластов. При этом добавляя специальные химические вещества в воду, можно создавать растворы, снижающие межфазное поверхностное натяжение воды, при котором изменяется соотношение подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз.*

*Были проведены опытно-промысловые исследования и отработка оптимальной технологии для очистки месторождений призабойной зоны пласта от отложений асфальтено-смолистых веществ. Для этого были выбраны 6 добывающих скважин.*

*Рассмотрены критерии скважин для проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки призабойных зон скважин от асфальтено-смолистых веществ. Был выбран композиционный состав, обладающий высокой растворяющей способностью по отношению к асфальтено-смолистым веществам.*

*Даны результаты лабораторных исследований по определению эффективности углеводородных растворителей.*

*Для всех выбранных скважин проведен расчет объема композиций растворителя.*

*Для проведения обработки по каждой скважине рекомендуется составлять план проведения обработки призабойной зоны скважины.*

*Даны рекомендации, согласно которым, обработка призабойной зоны пласта должна проводиться без извлечения подземного оборудования скважины (колонны насосно-компрессорных труб с насосом).*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** нефтяной пласт, призабойная зона скважин, обводненность, скважина, добыча нефти, смолы силикагелевые асфальтены, парафины.

## ҚАБАТТЫҢ КЕНЖАР МАҢЫ АЙМАҒЫН АСФАЛТЕН-ШАЙЫРЛЫ ШӨГІНДІЛЕРДЕН ТАЗАРТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ӘЗІРЛЕУ

**М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[maks\\_bisengali@mail.ru](mailto:maks_bisengali@mail.ru)

**Г.Ш. ДОСКАЗИЕВА**<sup>1</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[doskazyeva.gulsin@gmail.com](mailto:doskazyeva.gulsin@gmail.com)

**А. ТОГАСHEBA**<sup>2</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[aliya.togasheva@yu.edu.kz](mailto:aliya.togasheva@yu.edu.kz)

**Р. БАЯМИРОВА**<sup>2</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[ryskol.bayamirova@yu.edu.kz](mailto:ryskol.bayamirova@yu.edu.kz)

**М. САРБОПЕЕВА**<sup>2</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz](mailto:manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz)

**А.Т. ЖОЛБАСАРОВА**<sup>2</sup>, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,  
[Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz](mailto:Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz)

<sup>1</sup>САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ., Баймұханов көшесі, 45а

<sup>2</sup>Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ  
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Қазақстан Республикасы, 130000, Актау қ., 32 мкр.

Ұңғыманың жұмыс істеуі кезінде елеулі проблемалар туғызатын ұңғымаларды, парафинді мұнайларды пайдалану үдерісі қарастырылады. Су басқан қабаттардан қабықшалы және капиллярлы-ұсталатын мұнайды шығарып алуға арналған бір мезгілде ығысу және қамту коэффициенттерін арттыруды қамтамасыз ететін физика-химиялық әдістер. Сонымен қатар, суға арнайы химиялық заттарды қосу арқылы судың фазааралық беттік керілуін төмендететін ерітінділер жасауға болады, онда ығыстырушы және ығыстырылатын фазалардың жылжымалығы өзгереді.

Қабат кенжары маңының кен орындарын асфальтен-шайырлы шөгінділерден тазарту үшін тәжірибелік-кәсіпшілік зерттеулер мен оңтайлы технологияларды толықтырып пысықтау жұмыстары жүргізілді. Ол үшін 6 өндіруші ұңғыма таңдалды.

Ұңғымалардың кенжар маңындағы аймақтарын асфальтен-шайырлы заттардан тазарту технологиясына тәжірибелік-кәсіпшілік сынақтар жүргізу үшін ұңғымалардың өлшем-шарттары қарастырылды. Асфальтен-шайырлы заттарға қатынасты жоғары еріткіш қабілеті бар композициялық құрам таңдалды.

Көмірсутекті еріткіштердің тиімділігін анықтау бойынша зертханалық зерттеулердің нәтижелері берілді.

Барлық таңдалған ұңғымалар үшін еріткіш композицияларының көлемін есептеу жүргізілді.

Әр ұңғыманы өңдеу үшін ұңғыманың кенжар маңы аймағын өңдеу жоспарын жасау ұсынылады.

Ұңғыманың жер асты жабдықтарын (сорғысы бар сорғы-компрессорлық құбырлардың колонналары) шығармай, қабаттың кенжар маңы аймағы өңделетін ұсынымдар берілді.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** мұнайлы қабат, ұңғымалардың кенжар маңы аймағы, сулану, ұңғыма, мұнай өндіру, силикагельді шайырлар, асфальтендер, парафиндер.

## DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR CLEANING THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE FORMATION FROM ASPHALT-RESINOUS DEPOSITS

**M.D. BISSENGALIEV**<sup>1</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [maks\\_bisengali@mail.ru](mailto:maks_bisengali@mail.ru)

**G.Sh. DOSKAZIEVA**<sup>1</sup>, Ph. Sci Associate Professor, [doskaziyeva.gulsin@gmail.com](mailto:doskaziyeva.gulsin@gmail.com)

**A.R. TOGASHEVA**<sup>2</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [aliya.togasheva@yu.edu](mailto:aliya.togasheva@yu.edu)

**R.Y. BAYAMIROVA**<sup>2</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [ryskol.bayamirova@yu.edu.kz](mailto:ryskol.bayamirova@yu.edu.kz)

**M. SARBOPEYEVA**<sup>2</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz](mailto:manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz)

**A.T. ZHOLBASAROVA**<sup>2</sup>, Ph. Sci, Associate Professor, [Акшырын.Zholbassarova@yu.edu.kz](mailto:Акшырын.Zholbassarova@yu.edu.kz)

<sup>1</sup>ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER S. UTEBAEV,  
Baimukhanova sit 45a, Atyrau, 060027, Republic of Kazakhstan

<sup>2</sup>CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING  
NAMED AFTER S. YESSENOV,  
Micro area 32, Aktau, 13000, Republic of Kazakhstan

*The article considered the process of operation of wells, paraffin oil, causing a serious problem during the operation of the well. Physico-chemical methods providing an increase in displacement and coverage coefficients simultaneously for the extraction of film and capillary-retained oil from flooded reservoirs. At the same time, by adding special chemicals to water, it is possible to create solutions that reduce the interfacial surface tension of water, thereby changing the ratio of the displacing and displaced phase mobility.*

*For this kind of issues, pilot field studies and testing of the optimal technology for cleaning the bottom-hole formation zone (BFZ) from deposits of asphaltene-resinous substances were carried out and 6 production wells were selected for this purpose.*

*Further, the criteria of wells for conducting pilot field tests of the technology for cleaning bottom-hole zones of wells from asphaltene-resinous substances are recommended. A composite composition with a high solvent capacity in relation to asphaltene-resinous substances was selected, the results of laboratory studies to determine the effectiveness of hydrocarbon solvents were given.*

*The volume of the solvent composition was calculated for all selected wells. It is recommended that for processing for each well, a "Plan for processing the bottom-hole zone of the well" was drawn up, and a recommendation was also given that the processing of the BFZ should be carried out without extracting the underground equipment of the well (tubing columns with a pump).*

**KEY WORDS:** oil reservoir, bottom-hole zone of wells, waterlogging, well, oil production, selikagel resins, asphaltenes, paraffins.

**В**ведение. В процессе эксплуатации скважин, асфальтено-смолистых отложений, при снижении пластовой температуры и разгазировании нефти в призабойной зоне скважины происходит ухудшение фильтрационных характеристик. В результате снижаются дебиты скважин, нарушается их нормальная работа, и увеличиваются эксплуатационные затраты.

Для восстановления продуктивности добывающих скважин оптимальным методом является обработка призабойной зоны углеводородным составом, обладающим высокой растворяющей способностью по отношению к смолам и асфальтенам [1–3].

Физико-химические и структурно-механические свойства нефтей продуктивных горизонтов месторождений Казахстана близки между собой и характеризуются как тяжелые. Плотность нефти в среднем составляет  $0,9653 \text{ г/см}^3$ , высокосмолистые (содержание смол – в среднем 41 %), высокосернистые (содержание серы – в среднем 2,5 %) и малопарафинистые (парафина – в среднем 0,212 %). Газосодержание в нефтях всех продуктивных горизонтов невысокое – до  $8,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , экспериментальные исследования показали вышеуказанные нефти при высоких температурах имеют нелинейную кривую течения и характеризуются структурной вязкостью и пределом текучести [4–6].

Высокое содержание смол и асфальтенов в нефти приводит к осложнениям в процессе эксплуатации скважин. Происходит ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны продуктивного пласта в результате образования асфальтено-смолистых отложений (АСО) при снижении пластовой температуры и разгазировании нефти в призабойной зоне скважины (ПЗС), а также снижаются дебиты скважин, нарушается нормальный режим работы и увеличиваются эксплуатационные затраты.

На основе результатов исследовательской работы месторождений Казахстана, за период эксплуатации для проведения опытно-промысловых работ и отработки оптимальной для месторождений технологии очистки призабойной зоны пласта (ПЗС) от отложений асфальтено-смолистых веществ были выбраны 6 добывающих скважин. Предыдущие опытно-промысловые работы показали, что эффективность растворяющей способности реагентов значительно снижается с ростом % обводненности скважин, поэтому были подобраны скважины с обводненностью не выше 60 – 65 %. Выбор скважин для проведения работ осуществлялся с таким условием, чтобы отработанные в результате этого технологии при необходимости могли быть применены ко всем скважинам месторождений.

Для каждой из подобранных скважин произведен расчет необходимого количества материалов и реагентов, определены потребности в специальной технике и составлены планы работ.

Составлена технологическая инструкция по интенсификации добычи нефти с применением рекомендуемого растворителя.

Предлагаемая технология предусматривает возможность проведения работ без извлечения подземного оборудования и незначительным временем простоя скважины на сроки проведения обработки ПЗС.

**Материалы и методы исследований.** Наиболее часто асфальтено-смолистые вещества (АСВ) образуются в скважинах, имеющих дебиты менее 20 м<sup>3</sup>/сут. Причем среди осложненных преобладают скважины, имеющие дебит по жидкости до 5 м<sup>3</sup>/сут. Из-за больших содержаний в нефти смолы, эти нефти могут обладать кроме вязкости и пластичности, также упругостью. При понижении температуры вязкость и предельное напряжение сдвига быстро увеличиваются, что затрудняет перекачку этих нефтей по нефтепроводу. Большие значения вязкости можно объяснить тем, что содержащиеся в нефти смолистые вещества имеют большой молекулярный вес и молекулы переплетены друг с другом [7,8].

К мерам по предотвращению образования АСВ в скважинном оборудовании относят:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень дисперсности водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- применение НКТ с покрытием;
- установка скребков на штангах;
- увеличение производительности глубинных насосов, т.е. увеличение скорости подъема жидкости.

Подбор режима откачки предусматривает такие условия, при которых можно предотвратить отложения парафина. В ряде случаев эффективно увеличение глубины погружения насоса (увеличение глубины погружения насоса на 100 м, увеличивает температуру на приеме насоса на 1 – 2 °С), однако при этом несколько увеличивается нагрузка на головку балансира, за счет дополнительного веса штанг [9,10].

При выборе способа удаления АСВ необходимо учесть, что универсального способа, пригодного для всех условий, до настоящего времени не найдено. Необходимо планировать и осуществлять мероприятия, направленные на предотвращение и ликвидацию АСВ с учетом конкретных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСВ, наличие тех или иных технических средств, химических реагентов и т.д.

Интегральными критериями при выборе метода борьбы с АСВ являются экономические критерии, в частности, годовые затраты при использовании данного метода в расчете на одну скважину. Несмотря на отмеченную необходимость индивидуального подхода к конкретным скважинам, все же некоторые обобщенные рекомендации, исходя из накопленного опыта, могут быть полезными [11].

Все применяемые методы борьбы с АСПО сведены в группы методов: механические, химические, физические, применение защитных покрытий.

Выбор скважины для проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки призабойных зон скважин от асфальтено-смолистых веществ производился по следующим критериям:

- Снижение проницаемости призабойной зоны скважины в течение времени.
- Снижение во времени коэффициента продуктивности.
- Увеличение обводненности продукции скважин во времени, имеющие высокую вязкость (величина динамической вязкости пластовой нефти составляет от 57,6 мПа\*с для аптского горизонта до 356,1 мПа\*с для сеноманского горизонта), фазовая проницаемость по воде значительно превышает фазовую проницаемости по нефти, в связи с чем и происходит обводнение.

- На момент проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки призабойных зон скважин обводненность продукции скважин не должна превышать 60,0%.

- Показателем, характеризующим состояние призабойной зоны, является значение скин-фактора, получаемое расчетным путем при обработке результатов гидродинамических исследований методом неустановившейся фильтрации.

Выбор скважин для проведения опытно-промысловых испытаний проводился на основе изучения показателей работы всего фонда добывающих скважин, за весь период их эксплуатации. К сожалению, имеющиеся в наличии результаты гидродинамических исследований не смогли оказать помощь при выборе скважин.

Параметры работы скважин, намеченных для проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки ПЗС.

В тяжелой нефти плотность разгазированной нефти составляет 0,964 – 0,966 г/см<sup>3</sup>, в пластовой 0,927 – 0,936 г/см<sup>3</sup>. Сравнительно небольшое содержание компонентов парафина в нефти (в среднем – 0,212%) не должно приводить к парафинизации подземного и наземного оборудования. Установлено, что легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300 °С, способствуют более быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтью, большей плотности и вязкости [1,7].

Наибольшую опасность представляет высокое содержание (в среднем – 41 %) в нефти смол, которые могут легко оседать на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина (0,212%) и асфальтенов (до 2,32%) при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол [12–22].

Адсорбция асфальто-смолистых веществ на поверхности кристалла парафина приводит к возникновению дендритных структур большого объема и низкой плотности, свободные полости которых заполнены нефтью.

Таким образом, значительное содержание смолистых веществ в составе нефти изменяет форму и структуру образующихся асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО). Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает проявление факторов, влияющих на формирование данных отложений. В АСПО содержатся значительное количество механических примесей и воды. Во многих случаях массовое содержание связанной воды в отложениях достигает 4 – 49 %, механических примесей до 15 %. Это свидетельствует о значительной несплошности растущих отложений и их замуравывании новыми надстраивающимися слоями.

Таким образом, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, характеризующейся высокой обводненностью скважин, значительно изменяются усло-

вия и механизм доставки носителя АСП веществ (нефти) в область формирования отложений, а механизм формирования самих отложений не меняется.

В процессе эксплуатации скважин по данным гидродинамических исследований произошло снижение пластового давления по всем объектам, понизилась температура пласта в призабойной зоне. Эксплуатация скважин призабойных давлениях ниже давления насыщения привело к разгазированию нефти в призабойной зоне скважины. Все это может привести к ухудшению фильтрационных характеристик призабойной зоны и снижению продуктивности скважин. Оптимальным методом для восстановления продуктивности добывающих скважин в таких случаях является обработка призабойной зоны углеводородным составом.

В основу выбора композиционного состава, обладающего высокой растворяющей способностью по отношению к асфальтено-смолистым веществам положены результаты лабораторных исследований по определению эффективности углеводородных растворителей серии «Ранрас» [6].

**Результаты и обсуждение.** В ходе исследований выявлено, что растворители «Ранрас-6001» и «Ранрас-6003» обладают более высокой растворяющей способностью за счет содержания ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилол).

Для улучшения растворяющей и отмывающей способности растворителя «Ранрас» в его состав рекомендуется добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ). Для воздействия на ПЗС рекомендуется применение нефтерастворимого ПАВ «Рауан-100». По результатам лабораторных исследований установлено, что концентрация ПАВ в растворе должна составлять 0,1 – 0,2 %.

Технические характеристики предлагаемых реагентов приведены в *таблицах 1,2*.

**Таблица 1 – ТУ на растворитель асфальтосмолистых и парафиновых отложений марки «Ранрас-6001»**

Наименование показателей	Норма	Фактически
Внешний вид	Прозрачная жидкость, бесцветная или от желтого до коричневого цвета с возможной опалесценцией	Жидкость коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> , не менее	0,65	0,811
Температура начала кипения, °С, не ниже	30	38
Температура застывания, °С, не выше	минус 45	минус 45

Таблица 2 – ТУ на удалитель парафиноотложений «Раун – 101»

№	Наименование показателей	Норма	Фактически
1.	Внешний вид	Бесцветная или слегка жёлтая жидкость	Слегка жёлтая жидкость
2.	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	1000-1100	1000
3.	Температура застывания, °C, не выше	минус 25	минус 25
4.	Массовая доля неогенного Поверхностно-активного вещества, %, в пределах	50 - 70	63,6

При выборе скважин учитывался фактор увеличения обводненности продукции скважин во времени. Учитывая высокую вязкость нефти, фазовая проницаемость по воде превышает фазовую проницаемости по нефти, в связи с чем и происходит обводнение.

Для всех выбранных скважин проведен расчет объема композиции растворителя, обеспечивающего радиус обрабатываемой зоны пласта не менее 50 см. При расчетах использовались исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов.

Расчет объема композиции растворителя проводился по формуле (1):

$$V_{\text{раств}} = \left( h \frac{\pi D^2}{4} - h \frac{\pi d^2}{4} \right) * m \quad (1),$$

где  $V_{\text{раств}}$  – расчетное значение горячего растворителя, м<sup>3</sup>;  $h$  – мощность интервала перфорации;  $D$  – диаметр обрабатываемой зоны пласта, м;  $d$  – внешний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $m$  – пористость обрабатываемого объекта, доли ед.

Расчет общего объема продавочной жидкости проводится по формуле (2):

$$V_{\text{продавки}} = \left( L \frac{\pi d_1^2}{4} - L \frac{\pi d_2^2}{4} \right) + \frac{\pi d_1^2}{4} (L_1 - L) \quad (2),$$

где  $V_{\text{продавки}}$  – расчетное значение продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;  $L$  – глубина спуска колонны НКТ, м;  $d_1$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_2$  – внешний диаметр колонны НКТ;  $L_1$  – глубина нижних отверстий интервала перфорации.

В том числе расчет объема продавочной жидкости, закачиваемой при открытой затрубной задвижке, проводится по формуле (3):

$$V_{\text{прод,откр}} = \left( L \frac{\pi d_1^2}{4} - L \frac{\pi d_2^2}{4} \right) - (V_{\text{раств.прин}} + V_{\text{ПАВраств}}) \quad (3),$$



где  $V_{\text{прод.откр}}$  – расчетное количество продавочной жидкости, закачиваемой при открытой затрубной задвижке,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{прод.откр}}$  – принимаемое значение объема композиции растворителя,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{ПАВраст}}$  – объем ПАВ, добавляемый в принимаемое количество продавочной жидкости.

Расчет необходимого количества ПАВ для добавки в композицию растворителя и продавочную жидкость проводится исходя из условия получения 2 % концентрации.

Для проведения обработки по каждой скважине составлялся лан проведения обработки призабойной зоны скважины, включающий в себя:

- данные по скважине;
- текущее состояние скважины;
- ранее проведенные работы по скважине;
- данные гидродинамических исследований скважин и геофизические исследования скважин до обработки призабойной зоны пласта;
- подготовительные работы;
- последовательность операций при ОПЗ;
- меры безопасности.

**Геолого-техническая характеристика скважины** должна содержать следующую информацию:

- способ эксплуатации;
- расстояние от стола ротора до верхнего фланца колонной головки;
- эксплуатационная головка;
- фонтанная арматура;
- эксплуатационный горизонт;
- интервал перфорации;
- искусственный забой отбит;
- конструкция лифта (прилагается схема).

В плане обработки должны быть перечислены все ранее **проведенные на скважине работы и исследования**, а именно:

- перечень проведенных гидродинамических исследований и их результат;
- перечень проведенных геофизических исследований с заключениями;
- проведенные подземные, капитальные, текущие и профилактические работы.

В плане должно быть отражено **текущее состояние скважины** к началу работ:

- пластовое давление;
- текущий забой;
- дебит жидкости;
- обводненность продукции;
- коэффициент продуктивности.

В плане намечаются все **подготовительные работы** перед проведением обработки:

- измерить дебит и определить обводненность продукции скважины;
- организовать доставку на площадку скважины необходимого расчетного количества реагентов для проведения обработки – растворитель марки «Ранрас-6001», «Ранрас-6003» – ТУ 2310 РК 38626239 ТОО-37-2004, ПАВ типа «Рауан-100» – ТУ 648 РК-39908 ТОО-24-00;

- расчетное количество технической воды;
- организовать доставку на скважину комплекта спецтехники в составе: паропередвижная установка (ППУ), агрегат депарафинизации скважин 1АДП-4-150, передвижные емкости типа АЦ-10П, АЦ-20П, АП-18/15.

Обработка ПЗС производилась без извлечения подземного оборудования скважины (колонны НКТ с насосом). Это особенно актуально, где все скважины работают механизированным способом. Закачка композиции производится через затрубное пространство скважины.

**Заключение.** В ходе исследований установлено, что низкое содержание парафиновых компонентов в составе нефти не должно приводить к парафинизации подземного и наземного оборудования. Кроме того, нефть являющаяся тяжелой, плотность разгазированной нефти составляет  $0,964 - 0,966 \text{ г/см}^3$ , пластовой  $0,927 - 0,936 \text{ г/см}^3$ . При этом установлено, что легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до  $300 \text{ }^\circ\text{C}$ , способствуют более быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтью большей плотности и вязкости. Смолы же легко оседают на различных адсорбентах. Даже незначительное количество парафина (0,212 %) и асфальтенов (до 2,32 %) при понижении температуры переходят в дисперсное состояние, что способствует осаждению на них смол.

### **Выводы.**


Даны рекомендации для проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки призабойных зон скважин от асфальтено-смолистых веществ.

Критерии выбора скважин следующие:

- снижение проницаемости призабойной зоны скважины в течение времени;
- увеличение обводненности продукции скважин во времени. Учитывая, высокую вязкость нефти месторождении, фазовая проницаемость по воде превышала фазовую проницаемости по нефти, в связи с чем и происходило обводнение.
- Значение скин-фактора – показателя, характеризующего состояние призабойной зоны.

На месторождении использованы параметры работы скважин, намеченных для проведения опытно-промысловых испытаний технологии очистки ПЗС.

Подбор композиционного состава, обладающего высокой растворяющей способностью включала в себя:

- выбор состава по результатам лабораторных исследований по определению эффективности углеводородных растворителей серии «Ранрас»;
- выбор потенциальных поставщиков реагентов;
- расчет объемов используемых реагентов при проведении опытно-промысловых испытаний;
- разработка типового плана проведения обработки с целью очистки призабойной зоны добывающих скважин;
- разработка технологической инструкции очистки призабойной зоны скважин от отложений асфальтено-смолистых веществ. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Бисенгалиев М.Д. Экспериментальное исследование структурно-механических свойств тяжелых нефтей, водонефтяных эмульсий и совершенствование способов их подогрева. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Атырау, 2008. [Bisengaliyev M.D. Eksperimental'noe issledovanie strukturno-mekhanicheskikh svojstv tyazhelyh neftej, vodoneftyanyh emul'sij i sovershenstvovanie sposobov ih podogreva. Dissertaciya na soiskanie uchenoj stepeni kand. tekhn. nauk. – Atyrau, 2008.]
- 2 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. –М.: Недра- Бизнесцентр, 2000. – 653 с. [Persiyancev M.N. Dobycha nefti v oslozhnennyh usloviyah. –M.: Nedra-Biznescentr, 2000. – 653 s.]
- 3 Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №3. – С. 48-49. [Kajumov M.SH., Tronov V.P., Gus'kov I.A., Lipaev A.A. Uchet osobennostej obrazovaniya asfal'tosmoloparafinyovyh otlozhenij na pozdnej stadii razrabotki neftyanyh mestorozhdenij // Neftyanoje hozyajstvo. – 2006. – №3. – S. 48-49.]
- 4 Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхан Т., Выбор оптимальной дисперсионной присадки // Нефтегазовые технологии. – 1999. – №2. – С. 90-92. [Ueng S.L., Flamberg A., Kikabhan T., Wybhor optimal'noj disperсионной prisadki // Neftegazovye tekhnologii. – 1999. – №2. – S. 90-92.]
- 5 Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. – М.: Недра, 1966. – 250 с. [Mazepa B.A. Parafinizaciya neftesbornyh sistem i promysloвого oborudovaniya. – M.: Nedra, 1966. – 250 s.]
- 6 Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 268. [Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinyovyje otlozheniya v processah dobychi, transporta i hranenii // Neftegazovye delo. – 2011. – №1. – S. 268.]
- 7 Thomas D.C., Becker H.L., Real Soria, R.A.D. Controlling asphaltene deposition in oil wells // SPE Prod. Facil. –1995. – N 10. – P. 119–123.
- 8 Lake L.W., Kohse B.F., Fanchi J.R., Nghiem L.X. Petroleum Engineering Handbook // SPE: Austin. – 2006. – Vol. 1. – P. 397–453.
- 9 Xu X., Bao T. Research on the removal of near-well blockage caused by asphaltene deposition using sonochemical method // Ultrason. Sonochem. – 2020. – N 64. – P. 104918.
- 10 Rashid Z., Wilfred C.D., Gnanasundaram N., Arunagiri A., Murugesan T.A Comprehensive review on the recent advances on the petroleum asphaltene aggregation // Petrol. Sci. Eng. – 2019. – N 176. – P. 249–268.
- 11 Kuang J., Yarbrough J., Enayat S., Edward N., Wang J., Vargas F.M. Evaluation of solvents for in-situ asphaltene deposition remediation // Fuel. – 2019. –N 241. – P. 1076–1084.
- 12 Berne-Allen A., Jr. Work L.T. Solubility of refined paraffin waxes in petroleum fractions // Ind. Eng. Chem. – 1938. – N. 30. – P. 806–812.
- 13 Khormali A., Moghadasi R., Kazemzadeh Y., Struchkov I. Development of a new chemical solvent package for increasing the asphaltene removal performance under static and dynamic conditions // Pet. Sci. Eng. – 2021. – N 206. – P. 109066.
- 14 Ardiansyah F., Erfando T., Noerhadi E.I., Rahmatan B., Oktavia C. Evaluation of heavy paraffin solvent injection in langgak oil field. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering; IOP: Bristol, UK, 2019. – Vol. 536. – P. 012008.

- 15 Lira-Galeana C., Firoozabadi A., John, M.P. Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures // *AIChE J.* –1996. –N 42. – P. 239–248.
- 16 King S.R., Cotney C.R. Development and application of unique natural solvents for treating paraffin and asphaltene related problems. In *Proceedings of the SPE Mid-Continent Gas Symposium*. Amarillo, 1996. –P. 117–121.
- 17 Mamalis A., Mechnik V., Morozow D., Ratov B., Kolodnitskyi V., Samociuk W., Bondarenko N. Properties of Cutting Tool Composite Material Diamond–(Fe–Ni–Cu–Sn) Reinforced with Nano-VN // *Machines*. – 2022. – N 10. – P. 410.
- 18 Ратов Б.Т., Федоров Б.В., Исонкин А.М., Закенов С.Т. Бораш Б.Р. Современные конструкции алмазных коронок для бурения скважин // *Нефть и газ*. – 2022. – №2 (128). – С. 92-102.
- 19 Ratov B.T., Bondarenko N.A., Mechnik V.A., Borash B.R., Muzapparova A.B. et al. A study of the structure and strength properties of the WC–Co drill insert with different CrB2 content sintered by vacuum hot pressing / *SOCAR Proceedings*. – 2022. – No. 1. – P. 037-046.
- 20 Sudakov A., Dreus A., Ratov B., Delikesheva D. Theoretical bases of isolation technology for swallowing horizons using thermoplastic materials // *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences*. – 2018. – Vol. 2. – N 428. – P. 72 – 80.
- 21 Kozhevnykov A.A., Ratov B.T., Arshidinova M.T, et al. The 100th Anniversary of the Establishment of the Carbide: Carbide Bit // *Int J Chem Sci*. – 2017. – Vol. 15, n 2. – P. 118.
- 22 Pavlychenko A.V., Shustov O.O., Kaliuzhna T.M., Otiuskyi A.O. Research on the rational profile of exit trails of auto transport in deep open mines // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. – 2019. – N 6. – P. 36-40.