



УДК 622

ПРИМЕР ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД, ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ СВЯЗАННЫХ С ГЛУШЕНИЕМ СКВАЖИН, АО «НИС», СЕРБИЯ

A CASE STUDY OF ROCKS, FORMATION FLUIDS, AND KILL FLUIDS TO REDUCE THE NEGATIVE EFFECTS ASSOCIATED WITH WELL KILLING, NIS JSC, SERBIA

Стулов Л.Г.

ООО «НТЦ НИС – Нафтагас»
(Нови Сад, Республика Сербия)
stulov.lg@nis.rs

Stulov L.G.

NTC NIS-NAFTASGAS LLC
(Novi Sad, Serbia)
stulov.lg@nis.rs

Аннотация. Представлен пример исследования, выполненного с использованием стандартных лабораторных методов анализа горных пород, пластовых флюидов и жидкостей глушения. Охарактеризованы групповой минеральный состав и доля глинистых компонентов в породах, установлен ионный состав пластовых вод, а также выполнен детальный анализ проб нефти. Сформирована базовая совокупность данных, которая создаёт основу для последующих исследований совместимости жидкостей глушения с нефтью, пластовыми водами и породами, слагающими коллектор.

Annotation. An example of a study using standard laboratory methods for analysing rocks, formation fluids and killing fluids is presented. The group mineral composition and the proportion of clay components in rocks are characterised, the ionic composition of formation water is determined, and detailed analysis of oil samples is performed. A basic set of data has been compiled, which forms the basis for subsequent studies of the compatibility of killing fluids with oil, formation water and reservoir rocks.

Ключевые слова: анализ горных пород, пластовые флюиды, жидкость глушения, групповой минеральный состав, доля глинистых компонентов в породах, ионный состав пластовых вод.

Keywords: rock analysis, reservoir fluids, silencing fluid, group mineral composition, proportion of clay components in rocks, ionic composition of reservoir waters.

1. Введение

Процедура глушения скважин представляет собой неотъемлемый этап капитального или текущего ремонта. В условиях отсутствия осложняющих факторов в виде экстремально высокого или низкого пластового давления, данная операция рассматривается как вспомогательная. Однако возможные негативные последствия, обусловленные некорректным подбором состава жидкости глушения, нередко недооцениваются. В ходе стандартного процесса глушения неизбежно происходит проникновение жидкости в призабойную зону пласта [1]. Если эта жидкость оказывается несовместимой с пластовыми флюидами или породами коллектора, это может спровоцировать снижение продуктивности скважины вследствие ухудшения фазовой проницаемости по нефти. Ежедневные потери добычи в таких случаях могут казаться незначительными, однако с учетом общего числа отремонтированных скважин и кумулятивного эффекта за несколько лет предприятие сталкивается с существенными финансовыми убытками из-за недополученной нефти.

2. Планирование исследований

Для изучения были определены ключевые аспекты, оказывающие влияние на результативность операций по глушению скважин [2]:

- 1) образование эмульсий при взаимодействии жидкости глушения (ЖГ) с пластовой нефтью,
- 2) выпадение кристаллических солевых осадков в насосно-компрессорных трубах (НКТ) при смешении ЖГ с пластовыми водами,
- 3) выпадение осадков в результате контакта ЖГ с пластовыми водами в условиях пластовых температуры и давления,
- 4) увеличение объема глинистых компонентов в породах пласта за счёт их набухания,
- 5) химическое разрушение скелета горной породы, слагающей продуктивный пласт,
- 6) коррозионное воздействие ЖГ на элементы внутрискважинного оборудования.

В целях соблюдения конфиденциальности данные о месторождениях и скважинах были зашифрованы.

3. Анализ геологической информации

На начальном этапе исследования проводился отбор проб керна и анализ их минералогического состава. Характеристики литологического состава пород приведены в таблице 1. Как следует из



представленных данных, изучаемые объекты демонстрируют существенные различия в литологии и фильтрационно-ёмкостных свойствах. Преобладающая часть пород включает глинистые или мергелистые составляющие, что повышает вероятность набухания глин при взаимодействии с ЖГ. Данный риск требует обязательной экспериментальной проверки, поскольку различные типы глинистых минералов существенно отличаются по своей способности к поглощению влаги и набуханию [3].

Таблица 1 – Литологический состав пород коллекторов

Месторождение, возраст	Интервал глубин, м	Проницаемость, мД	Пористость, %	Описание породы коллектора
1	2	3	4	5
GV2, Pt-3c	1147–1162	1361	31	Среднезернистый песок до слабосвязанного песчаника, частично глинистый
GV1, Pt-3b	1151–1160	–	33	Среднезернистый песок до слабосвязанного песчаника, частично глинистый
GV, Pt-3a	1142–1161	364	35	Мелкозернистые до крупнозернистых хорошо отсортированные пески до слабосвязанных песчаников
G3, Pt2-3	1404–1422	2200	34	Алевролитические, мелкозернистые до среднезернистых песчаники с частыми глинистыми до мергелевыми прослойками, содержание глины 10 %
G2, Pt2-2a	1434–1438	410	24	Алевролитические, мелкозернистые до среднезернистых песчаники с частыми глинистыми до мергелевыми прослойками, содержание глины 10 %
KF, Pt2	1068–1252	190	21	Мергелевые мелкозернистые песчаники, песчаные алевролиты и песчаные мергели
KL, Pt2	1284–1365	–	19	Глинистые и песчаные алевролиты, алевролитно-глинистые пески и мелкозернистые песчаники
KX, Pt1	1581–1621	18	18	Алевролитные песчаники с мергелистыми прослойками
KE, Pt1	1650–1680	170	23	Мелкозернистый до среднезернистого слюдястый песчаник, частично мергелистый
KVC, Pt1-8	1780–1805	57	21	Песчаники, среднезернистые до мелкозернистых, слабосвязанные, кварцево-слюдяной состав. Присутствуют прослойки (ламинаы) глинистого, мергелевого и карбонатного состава (12–40 % карбоната, 6 % глины)
KVS, Sm+Pz	1939–1948	12	–	Pz: Катаклазированные биотические гранодиориты, а также блоки, брекчии и обломки того же состава. Sm: песчаники и конглобрекчии гетерогенного гранулометрического состава
KN, Pt1-2	1977–1986	54	21	Песчаники и песчаные мергели, которые взаимно чередуются
KN, Pt1-1	1983–1993	2,17	11	Песчаные мергели, алевролиты и песчаники, которые взаимно чередуются





Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
KV, Sm+Pz	1910–1970	0,24	3	Sm: Алевролиты, песчаники и конгломераты, а также известняки рифового комплекса. Pz: Магматические (гранодиориты) и метаморфные породы (мусковитовые, биотитовые и хлоритовые сланцы)
KW, Pt1	2440–2450	600	14	Мергелевый известняк, песчаник и алевролит
KW, Sm	2485–2490			Конгломерат из фрагментов среднезернистых песчаников, крупнозернистых метапесчаников, алевролитов и мергелевых известняков
KE, Pz	2860–2890	0,008-19	2	Разложенные сланцы с гнездами кварца и слюды

Для оценки вероятности набухания глинистых компонентов был проведён минералогический анализ 17 образцов с использованием метода порошковой рентгеновской дифракции. Эксперименты осуществлялись на дифрактометре Rigaku Ultima IV с применением Cu-K α излучения. Сканирование образцов проводилось в диапазоне двойного угла рассеяния от 5 до 90°. Определение минералогического состава выполнялось путём сопоставления межплоскостных расстояний и относительных интенсивностей пиков с помощью программного обеспечения PDXL, предназначенного для качественного и количественного анализа минералов [4]. Вероятность набухания определяется особенностями кристаллической структуры и химического состава минералов, включая характер расположения их пластинчатых элементов и величину ёмкости катионного обмена (ЕКО) [5]. Обзор литературы, посвящённый наиболее распространённым глинистым минералам и связанными с ними потенциальными осложнениями, представлен в таблице 2.

Минералы смектитовой группы, благодаря особенностям своей кристаллической решётки, обладают наибольшей удельной поверхностью, что обуславливает их высокую способность к поглощению жидкости и набуханию. Кроме того, их химический состав способствует максимальной ёмкости катионного обмена [6].

Таблица 2 – Характеристики главных ионообменных материалов и технологические последствия их увлажнения по [5]

Минерал	Химическая формула	Морфология	Площадь поверхности (м ² /г)	ЕКО (мг-экв/100 г)	Фотография СЭМ	Основные проблемы, связанные с увлажнением минерала
1	2	3	4	5	6	7
Каолинит	Al ₄ [Si ₄ O ₁₀](OH) ₈	Пластинчатая/слоистая	20	15		Разрушается, перемещается в поровом пространстве и оседает в узких участках поровых каналов. Это может привести к блокировке пор и снижению проницаемости породы.
Хлорит	(Mg,Al,Fe) ₁₂ (SiAl) ₈ O ₂₀ (OH) ₁₆	Пластинчатая, ячеистая, розетки	100	15		Проявляет чувствительность к воздействию кислот и воды с повышенным содержанием кислорода. В таких условиях способствует образованию геля Fe(OH) ₃ , который оседает и не способен проходить через узкие участки поровых каналов.



Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Иллит	$(K_{1-1,5}Al_4[Si_{7-6,5}Al_{1-1,5}]O_{20}(OH)_4)$	Неправильной структуры, от волокнистой до гранулированной	100	30		Перемещается в виде взвешенных частиц, что само по себе способно привести к закупорке пор. При замещении калия в процессе катионного обмена может происходить набухание минерала.
Смектит (Монтмориллонит)	$(\frac{1}{2}Ca,Na)_{0,7}(Al,Mg,Fe)_4[(Si,Al)_8O_{20}]^*nH_2O$	Неправильная, волнистая, морщинистая, сетчатая или ячеистая	700	800		Чувствителен к воде, способен значительно увеличиваться в объеме, что приводит к уменьшению пористости и ухудшению проницаемости породы.

Подробная интерпретация дифракционного анализа представлена в таблице 3.

В ряде исследованных образцов выявлено присутствие глинистых минералов смектитовой группы, обладающих выраженной способностью к набуханию (например, образец с глубины 1148,2 м из скважины K24). Также обнаружены смешаннослойные минералы иллитово-монтмориллонитового состава (образец с глубины 1175,5 м из скважины K14) в концентрациях, достигающих и превышающих 10 %, что указывает на наличие потенциального риска набухания глин. Кроме того, присутствие монтмориллонита подтверждено в другом образце из скважины K24, а иллит, помимо скважины K14, обнаружен также в образцах из скважин K30, K13 и K54. Это свидетельствует о вероятности набухания глин на указанных объектах, хотя и в меньшей степени по сравнению с основными случаями.

В образцах, отобранных из скважин залежи KV, выявлены глинистые минералы каолиновой и хлоритовой групп, которые характеризуются низкой склонностью к набуханию, что делает риск этого явления в данных пластах минимальным. На основании проведенных исследований можно обобщить полученные данные следующим образом. Анализ ядерного материала из комплекса залежей KF показал, что литологический состав преимущественно представлен кварцевыми песчаниками с содержанием глинистых компонентов в диапазоне от 3 до 31 % и карбонатов от 3 до 29 %. Среди глинистых минералов доминируют хлорит и каолинит, однако в некоторых образцах присутствует иллит, который способен набухать при контакте с водными растворами. Учитывая, что минералы иллитовой группы уже содержат ионы калия в своей структуре, применение раствора KCl не оказывает существенного замедляющего эффекта на процесс набухания. В связи с этим в качестве ингибиторов для подавления набухания рекомендуется использование полимерные растворы.

Проведенные минералогические исследования ядерного материала из комплекса залежей KG позволили установить, что основная часть пород представлена кварцевыми песчаниками, в которых содержание глинистых минералов варьируется от 8 до 24 %, а карбонатов – от 0 до 28 %. Среди глинистых компонентов преобладают хлорит и каолинит, однако в некоторых образцах выявлены иллит и монтмориллонит. Минералы смектитовой (включая монтмориллонит) и иллитовой групп демонстрируют склонность к набуханию при взаимодействии с водными растворами, причём монтмориллонит проявляет эту способность в наибольшей степени. Смектитовые минералы, такие как монтмориллонит, чувствительны к воздействию растворов солей KCl, тогда как для минералов иллитовой группы более эффективным ингибитором набухания являются полимерные растворы.

Анализ ядерного материала залежи KV показал, что литологический состав преимущественно включает кварцевые и карбонатные песчаники с низким содержанием глин (от 0 до 7 %) и значительной долей карбонатов (от 5 до 76 %). Основными глинистыми минералами в этих породах являются хлорит и каолинит, что позволяет считать риск набухания глин незначительным. Высокое содержание карбонатов при минимальной доле глинистых компонентов делает данную залежь перспективным объектом для проведения соляно-кислотной обработки пласта. С учётом технологических особенностей такую обработку целесообразно комбинировать с операциями по глушению скважин для повышения эффективности эксплуатации.

4. Анализ состава пластовых вод

Проведено изучение данных о минерализации пластовых вод, выполнены отбор проб из скважин и их детальный геохимический анализ. Для определения химического состава пластовых вод применялись методы титрования, а полученные результаты визуализированы с использованием диаграмм Пайпера [7] (рис. 1) и Шоллера [8] (рис. 2).



Таблица 3 – Результаты определения минералогического состава методом рентгеновской дифракции

Скважина	Литология	Минералогический состав (%)												
		Кварц	Альбит	К-Полевые шпаты	Мушкетит	Иллит	Хлорит	Каолинит	Монтмориллонит	Итого глины	Кальцит	Доломит	Липит	
K24 (GV) 1147–1156 м	II/20 (1148,2 м) ВСГ	60,2	8,0		7,0			14,4	9,7	24,1				0,7
	V/50 (1151,5 м) НСГ	61,0	8,6	2,2	2,4			5,1	5,1	10,2	4,6	11,0		
K30 (GV) 1150–1159 м	II/20 (1151,2 м) ССГ	45,8	4,3		10,5	3,4	7,5			10,9	9,1	19,4		
	VI/80 (1155,8 м) ССГ	57,1	9,2	4,1				10,5		10,5	9,5	9,6		
K13 (G3) 1395–1405 м	III/50 (1397,5 м) ССГ	51,1	9,8	6,6	5,5	5,0	3,6			8,6	4,0	14,4		
	J1: V/50 (1155,5 м) ВСГ	55,9	10,7		11,9	8,5	9,7			18,2	3,3			
K54 (KF) J1: 1151–1164 м J2: 1205–1221,4 м	J2: XIV/10 (1218,1 м) НСГ	53,4	11,0		8,7		6,8	5,6		12,4	4,3	10,2		
	I/50 (1170,5 м) НСГ	69,6	8,1		3,4		3,2			3,2	3,9	11,8		
K14 (KF) 1170–1709 м	VI/50 (1175,5 м) ВСГ	38,6	4,3		17	15,0	7,5	8,7		31,2		8,4	0,5	
	III/70 (1203,7 м) НСГ	43,0	10,0	7,1	5		5,4			5,4	10,1	19,4		
K43 (KF) 1201–1209 м	V/60 (1205,6 м) ВСГ	51,4	6,7		10,8		2,6	12,3		14,9	2,7	13,5		
	III/50 (1946,5 м) ССГ	37,8	19,0	7,9	4,5		6,2			6,2	24,6			
K33 (KV) 1944–1953 м	V/50 (1948,5 м) ССГ	59,9	16,5	9,0	4,8		5,0			5	4,8			
	I/10 (2308,1 м) ССГ	13,9		6,5	3					0	76,6			
K6 (KV) 2308–2313 м	IV/70 (2311,7 м) ССГ	62,2	15,2	10,4	3,6		4,4			4,4	4,2			
	III/70 (2032,7 м) ССГ	29,6	13,8	9,2	4,9		6,9			6,9	35,6			
K69 (KV) 2031–2039 м	V/40 (2035,4 м) ССГ	34,5	13,8	9,0	6,3		5,0			5,0	31,4			

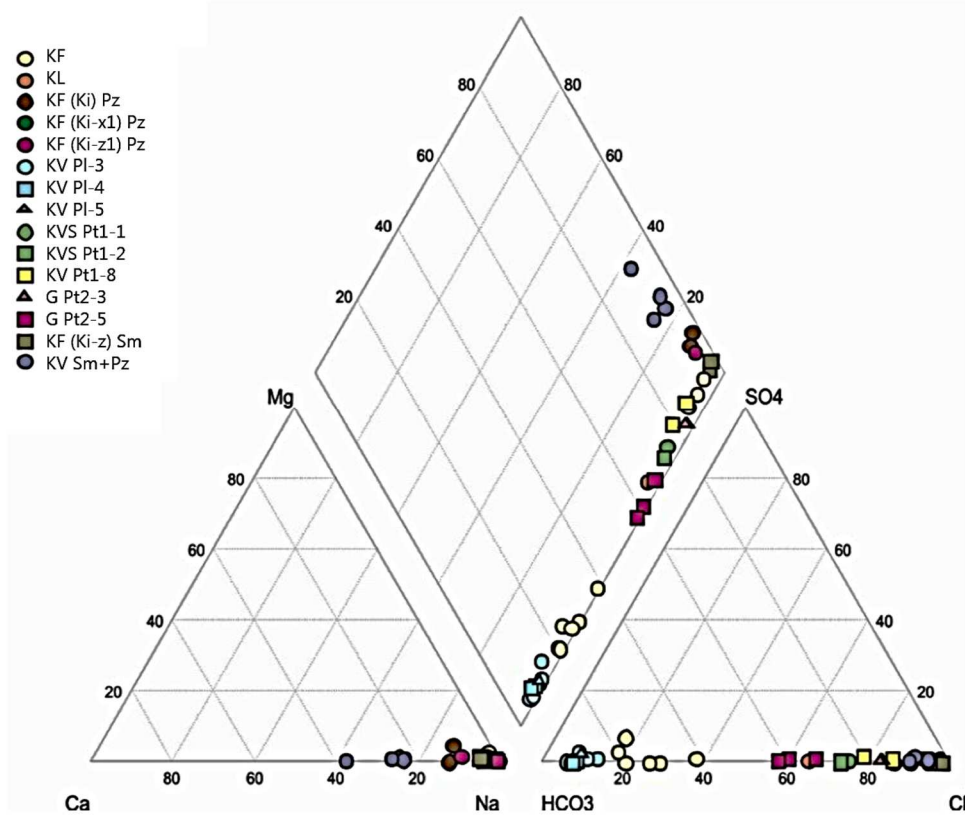


Рисунок 1 – Диаграмма Пайпера состава проанализированных пластовых вод (относительные концентрации ионов)

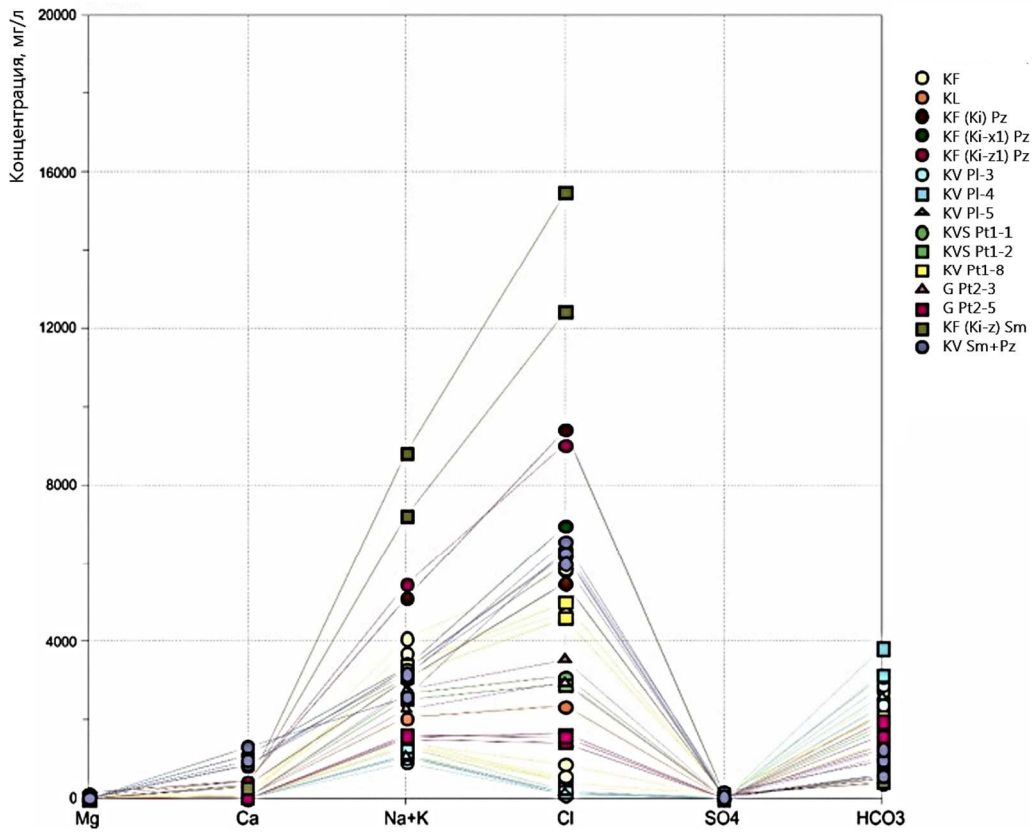


Рисунок 2 – Диаграмма Шоллера состава проанализированных пластовых вод (абсолютные концентрации ионов).



Обобщённые данные по минерализации пластовых вод и их солёности, выраженные в эквиваленте хлорида натрия, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Минерализация, солёность и тип пластовых вод

Месторождение	Кол-во проб	Минерализация (мг/л)	Солёность (мг/л)	Тип воды
GV2, Pt-3c	1	1365	250	Na-HCO ₃
GV1, Pt-3b	2	1517	290	Na-HCO ₃
GV, Pt-3a	6	1289	209	Na-HCO ₃
G3, Pt2-3	3	3284	2550	Na-Cl, HCO ₃
G2, Pt2-2a	2	6004	5314	Na-Cl
KF, Pt2	3 (Ki)	10012	8842	Na-Cl
	7 (Kp)	1919	818	Na-HCO ₃ ; Na-HCO ₃ , Cl
KL, Pt2	1	4740	3870	Na-Cl, HCO ₃
KD, Pt1+Pz	1	11848	11390	Na, Ca-Cl
KVC, Pt1-8	2	8798	7813	Na-Cl; Na-Cl, HCO ₃
KVS, Sm+Pz	2	11144	10070	Na, Ca-Cl
KVN, Pt1-2	1	5665	4770	Na-Cl, HCO ₃
KVN, Pt1-1	1	6044	5110	Na-Cl, HCO ₃
KV, Sm+Pz	3	11641	10477	Na, Ca-Cl
KW, Sm	2	23152	23000	Na-Cl
KE, Pz	2	12756	12260	Na-Cl

Геохимические исследования, выполненные в рамках работы, позволили провести классификацию залежей на основе типа пластовых вод. В исследованной совокупности проб наблюдается закономерное изменение химического состава вод в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора: на меньших глубинах преобладают воды типа Na-HCO₃, которые с увеличением глубины постепенно переходят к типам Na-Cl и Na, Ca-Cl. Среди катионов доминирующее положение занимает натрий, тогда как кальций присутствует в заметных количествах преимущественно в пластовых водах коллекторов сарматского возраста. Что касается анионного состава, в породах, расположенных ближе к поверхности, наиболее распространён гидрокарбонатный ион. Однако по мере углубления возрастает доля хлоридов, которые начинают преобладать, что в значительной степени обусловлено изменением условий осадконакопления. Сульфатный ион обнаруживается в минимальных концентрациях (10–150 мг/л), а в ряде проб его присутствие не зафиксировано вовсе. Для анализируемой группы залежей повышенное содержание сульфат-иона свидетельствует о возможном загрязнении проб рабочими жидкостями, использованными в процессе эксплуатации скважин.

По мере увеличения глубины залегания и возраста пород-коллекторов отмечается рост минерализации и солёности пластовых вод. Исключение из этой тенденции составляет залежь KF несмотря на то, что данная группа залежей расположена в породах верхне-понтского возраста и на сопоставимой глубине. Пластовые воды из скважин залежи KF (Ki) характеризуются минерализацией и солёностью, превышающими в почти десять раз аналогичные показатели вод из скважин месторождения KF (Kp).

Проведённый анализ позволяет сделать вывод, что значительных проблем, связанных с несовместимостью пластовых вод, ожидать не следует, поскольку все воды относятся к натриевому типу, и в процессе обменных реакций формируются растворимые соли. В то же время привлечение экспертных организаций к интерпретации данных показало, что имеющийся массив информации может быть дополнен сведениями о седиментационной стабильности пластовых вод и их смесей с жидкостями глушения. Для этого возможно использование ряда расчётных показателей, известных как критерии устойчивости, например, критерий Оддо-Томпсона. Подобный подход планируется включить в программу дальнейших исследований.

5. Анализ состава нефти

Исследование свойств нефти осуществлялось на основе проб, отобранных с устья скважин непосредственно после завершения процесса деэмульсации. Итоговые результаты проведённых анализов систематизированы и представлены в таблице 5. Согласно полученным данным, нефть демонстрирует вариации в зависимости от месторождения, проявляющиеся в различиях плотности и физико-химических свойств. Однако эти различия менее значительны по сравнению с характеристиками пластовых вод. Для целей классификации были выбраны: плотность нефти, объёмное содержание парафиновых соединений и характеристический коэффициент Уотсона [9].



Таблица 5 – Результаты комплексного анализа нефти

	Скважина		K13	K24	K30	K12	K13i	K54	K69	K77
	Залежь	Возраст								
Плотность (ареометр при 15 °С)			864,9	917,6	918	869,9	870,5	884,8	840,5	836,3
Точка текучести		кг/м ³	21	≤ -36	≤ -36	27	6	9	24	21
Температура вспышки		°С	9,3	58,3	36,3	9,2	<-5	0	15,3	-4,7
Содержание парафина		% мас.	10	8,13	9,02	10,76	9,45	5,04	12,07	11,73
Содержание асфальтенов		% мас.	0,5	1,35	1,25	0,8	0,9	0,8	0,1	0,15
Содержание солей		мг NaCl/l	18,41	0	0	13,45	15,2	21,92	34,78	90,32
Молекулярная масса		г/моль	239,16	379,12	381,1	248,25	218,88	279,61	201,71	196,14
Динамический коэффициент вязкости (ротационный вискозиметр)	при 70 °С	мПа·с	5,26	17,1	21	5,26	5,61	8,1	3,26	-
	при 60 °С	мПа·с	6,64	20,4	22,3	7,54	6,78	10,3	3,84	3,6
	при 50 °С	мПа·с	8,5	28,3	30,9	10,4	9,13	15,3	4,58	3,92
	при 40 °С	мПа·с	11,6	40,5	48,7	13,8	13,3	19,4	7,02	4,72
Характеристики перегонки при атм. давлении	при 30 °С	мПа·с	19,9	63,1	78,6	-	19,8	35,7	13,4	7,64
	при 20 °С	мПа·с	-	118,5	121,9	-	29,8	101,2	-	19,4
Объем перегонки	Начало	°С	77	80	83	78	83	106	73	68
	Конец	°С	333	365	330	335	368	340	333	316
Классификация по весу		% об.	57	57	54	54	64	47	54	54
	Классификация по весу		Легкая нефть	Среднетяжелая нефть	Среднетяжелая нефть	Легкая нефть	Среднетяжелая нефть		Легкая нефть	
Классификация по характеристическому фактору			Нафтенная нефть			Нафтенная нефть			Нафтенная нефть	
Классификация по содержанию парафина			Высокопарафинистая нефть	Среднепарафинистая нефть	Среднепарафинистая нефть	Высокопарафинистая нефть	Среднепарафинистая нефть	Среднепарафинистая нефть	Высокопарафинистая нефть	Высокопарафинистая нефть



Нефти залежей G3 и GV характеризуются значительными различиями в своих физико-химических свойствах. Нефть залежи G3, обладающая плотностью 865 кг/м^3 , классифицируется как лёгкая, тогда как нефть GV с плотностью 918 кг/м^3 относится к категории среднетяжёлых. По уровню содержания парафинов нефть залежи G3 характеризуется как высокопарафинистая, в то время как нефть месторождения GV соответствует среднепарафинистому типу. По характеристическому коэффициенту Уотсона обе нефти принадлежат к нафтеновому типу.

Нефти залежи KF классифицируются как среднетяжёлые. В частности, нефть из скважины K12 с плотностью $869,9 \text{ кг/м}^3$ находится на условной границе между лёгкими и среднетяжёлыми нефтями. По характеристическому фактору Уотсона все нефти данной залежи относятся к нафтеновым. Содержание парафинов варьируется: среди них встречаются как среднепарафинистые, так и высокопарафинистые нефти.

Нефти залежи KV по плотности принадлежат к лёгким нефтям. По характеристическому коэффициенту Уотсона они также классифицируются как нафтеновые. Что касается содержания парафинов, все нефти из скважин данной залежи относятся к высокопарафинистым.

Для оценки вероятности формирования эмульсий с участием тяжёлых нефтяных фракций был проведён SARA-анализ [10]. Данный метод позволяет определить массовую долю насыщенных углеводородов, ароматических соединений, смол (соединений NSO) и асфальтенов (аббревиатура SARA расшифровывается как Saturated, Aromatic, Resins, Asphaltenes). На основании данных о содержании тяжёлых компонентов можно сделать выводы о предрасположенности нефти к образованию устойчивых эмульсий и отложений в призабойной зоне пласта.

Существует несколько подходов к выполнению SARA-анализа, и выбор метода влияет на получаемые результаты. В данном исследовании анализ проводился по методике, основанной на определении массовой доли фракций в зависимости от их полярности или растворимости в специально подобранных растворителях. Этот подход позволяет детально изучить тяжёлые компоненты нефти, тогда как доля летучих соединений рассчитывается косвенным образом. Итоги анализа исследованных нефтей систематизированы и представлены в таблице 6.

6. Анализ стабильности жидкостей глушения

На этапе предварительного анализа проводилась оценка термической стабильности и коррозионной активности жидкостей, применяемых для глушения скважин. Исследования охватывали водные растворы солей, традиционно используемых в данных процессах. В частности, рассматривались растворы технических марок NaCl (плотность $1,05\text{--}1,15 \text{ г/см}^3$), CaCl_2 ($1,29\text{--}1,30 \text{ г/см}^3$) и CaBr_2 ($1,37\text{--}1,50 \text{ г/см}^3$), а также их комбинации с добавлением KCl (в концентрации до 1 %) и гидрофобизирующих агентов (торговых марок ИВВ-1 и ГФ).

Термическую устойчивость жидкостей глушения оценивали по следующей методике. Испытуемые растворы помещали в мерные пробирки объёмом 25 мл, после чего проводили их фотографирование на контрастных фонах — тёмном и светлом. Затем пробирки с жидкостями размещали в сушильный шкаф, поддерживающий температуру $+70 \text{ }^\circ\text{C}$, и выдерживали в течение трёх суток. Состояние проб анализировали визуально, фиксируя наличие опалесценции и осадка.

В результате исследований установлено, что добавление гидрофобизаторов не оказывает существенного влияния на результаты анализа. Признаки опалесценции и формирования осадков наблюдались исключительно в растворах на основе хлорида кальция (CaCl_2) во всём диапазоне изученных концентраций. Уже в течение первых суток выдержки в термостате отмечалось помутнение растворов, появление видимых хлопьевидных частиц, которые со временем оседали на дно пробирок. Наиболее наглядные изображения, иллюстрирующие данный процесс, представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Результаты определения термической устойчивости жидкости глушения (раствор CaCl_2 , $1,20 \text{ г/см}^3$).



Таблица 6 – Результаты, полученные при SARA-анализе, и расчет индекса коллоидной неустойчивости

Скважина	K58 (KV)	K59 (KV)	K69 (KV)	K77 (KV)	K24 (G)	K30 (G)	K68 (G)	K54 (KF)	K14 (KF)	K143 (KF)	K12 (KF)	K131 (KF)
Асфальтены	%	0,31	0,19	1,66	0,73	0,28	0,62	0,62	0,10	0,34	0,15	0,23
Легко испаряющиеся соединения	%	18,10	25,05	23,12	23,87	8,72	12,13	23,02	26,32	15,36	27,02	23,19
Мальтены	%	81,59	74,76	75,13	75,40	91,00	87,25	76,36	73,58	84,30	72,83	76,58
Групповой состав мальтенов	Насыщенные углеводороды	%	67,00	61,10	65,60	47,30	61,20	48,20	69,70	60,30	52,50	56,10
	Ароматические соединения	%	22,80	19,30	22,80	21,10	31,40	23,20	15,10	23,70	23,30	28,30
	NSO соединения	%	8,20	13,20	11,60	13,80	20,70	13,50	25,01	10,40	15,40	23,30
CII		2,17	1,89	1,97	1,82	0,91	1,62	0,95	2,74	1,55	1,13	1,37



Коррозионная активность жидкостей, используемых для глушения скважин, оценивалась с применением гравиметрического метода. Суть испытания состояла в выдерживании металлических образцов в исследуемой жидкости в течение заданного периода времени. По итогам измерения потери массы образцов определялась скорость коррозии. Продолжительность контакта металлических проб с жидкостью составляла 24 часа. Для эксперимента использовались плоские прямоугольные пластины размером 50 × 10 × 1,8 мм, изготовленные из стали марки Ст.20. На каждой пластине предусматривалось отверстие диаметром 5 мм для их подвешивания. Образцы были промаркированы с помощью цифровых клеев. Перед началом испытаний поверхность пластин обрабатывалась в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 9.502-82. Эксперимент проводился при температуре +70 °С с допустимыми отклонениями температуры не более ±2 °С. Испытания выполнялись без принудительного перемешивания жидкой среды.

Результаты исследований показали, что скорости коррозии для растворов NaCl (плотность 1,05–1,15 г/см³) и CaCl₂ (плотность 1,20–1,30 г/см³) составила от 0,55 до 1,09 мм/год. Эти показатели признаны удовлетворительными в соответствии с внутренними стандартами компании, осуществляющей добычу.

7. Выводы

– Коллектор залежей G (G3, GV) характеризуется присутствием смектитовых глинистых минералов, что требует разработки технологии глушения скважин с обязательным включением ингибиторов, предотвращающих набухание глин;

– Пласт-коллектор залежи KV, согласно анализу ряда образцов, содержит до 76 % карбонатных соединений, что открывает возможность проектирования технологии глушения, интегрированной с процессами кислотной обработки для повышения эффективности;

– Пластовые воды, отобранные из трёх ключевых залежей исследуемой площади, по химическому составу варьируются от типа Na-HCO₃ до Na, Ca-Cl. С увеличением глубины залегания залежей и возрастанием степени выветривания пород-коллекторов наблюдается рост минерализации и солёности: солёность воды колеблется в диапазоне от 0,25 до 11,92 г/л, а минерализация – от 1,36 до 12,10 г/л;

– Все нефти, изученные на данной территории, классифицируются как нафтеновые, при этом по содержанию парафинов они относятся к высоко- и среднепарафинистым типам. С увеличением глубины залегания залежей и старением пород-коллекторов отмечается тенденция к снижению плотности нефти;

– Результаты SARA-анализа нефтей в сочетании с расчётом индекса коллоидной неустойчивости указывают на присутствие поверхностно-активной коллоидной фазы, которая может способствовать образованию устойчивых эмульсий в нефтяной системе;

– Все протестированные жидкости для глушения скважин продемонстрировали термическую стабильность в течение трёх суток, за исключением растворов, приготовленных на основе технического хлорида кальция, которые показали признаки нестабильности;

– Коррозионная активность всех исследованных жидкостей глушения оказалась существенно ниже предельно допустимого уровня в 2 мм/год, что исключает риск повреждения эксплуатационного оборудования в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ.

Список литературы:

1. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин [и др.]. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е.В. Бойков [и др.]. // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 20–27.
3. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 270 с.
4. Integrated X-ray powder diffraction software PDXL // The Rigaku Journal. – 2010. – Vol. 26. – № 1. – P. 23–27.
5. Karpiński, Bartłomiej & Szkodo, Marek. Clay Minerals – Mineralogy and Phenomenon of Clay Swelling in Oil & Gas Industry. Advances in Materials Science. – 2015. – № 15.
6. Adsorption of Methylene Blue on raw and activated Clay: case study of Benguerir clay / K. Allam [et al.] // Journal of Materials and Environmental Science. – 2018. – P. 1750–1761.
7. Piper A.M. A graphic procedure in the geochemical interpretation of water-analyses. Transactions, American Geophysical Union. – 1944. – № 25(6). – 914 p.
8. Schoeller H. Geochemistry of groundwater: an international guide for research and practice // UNESCO. – 1967. – Part. 15. – P. 1–18.
9. Jean-Pierre Wauquier. Petroleum Refining. – Vol.1: Crude Oil. Petroleum Products. Process Flowsheets. – Paris : Editions Technip, 1995. – 471 p.



10. Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium / Tian-guang Fan [et al.]. – 2002.

11. Evdokimov I.N. The Importance of Asphaltene Content in Petroleum III – New Criteria for Prediction of Incompatibility in Crude Oil Blends. Petroleum Science and Technology. – 2010. – № 28. – P. 1351–1357.

List of references:

1. Technological bases of development and killing of oil and gas wells / Y.M. Basarygin [et al.]. – Moscow : Nedra-Business Center, 2001. – 543 p.

2. Development of a matrix of criteria for evaluating the applicability of killing fluids / E.V. Boykov [et al.] // Drilling and Oil. – 2019. – № 2. – P. 20–27.

3. Novikov V.S. Stability of clayey rocks during well drilling. – M. : Nedra Publishing House, 2000. – 270 p.

4. Integrated X-ray powder diffraction software PDXL // The Rigaku Journal. – 2010. – Vol. 26. – № 1. – P. 23–27.

5. Karpiński, Bartłomiej & Szkodo, Marek. Clay Minerals – Mineralogy and Phenomenon of Clay Swelling in Oil & Gas Industry. Advances in Materials Science. – 2015. – № 15.

6. Adsorption of Methylene Blue on raw and activated Clay: case study of Benguerir clay / K. Allam [et al.] // Journal of Materials and Environmental Science. – 2018. – P. 1750–1761.

7. Piper A.M. A graphic procedure in the geochemical interpretation of water-analyses. Transactions, American Geophysical Union. – 1944. – № 25(6). – 914 p.

8. Schoeller H. Geochemistry of groundwater: an international guide for research and practice // UNESCO. – 1967. – Part. 15. – P. 1–18.

9. Jean-Pierre Wauquier. Petroleum Refining. – Vol. 1: Crude Oil. Petroleum Products. Process Flowsheets. – Paris : Editions Technip, 1995. – 471 p.

10. Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium / Tian-guang Fan [et al.]. – 2002.

11. Evdokimov I.N. The Importance of Asphaltene Content in Petroleum III – New Criteria for Prediction of Incompatibility in Crude Oil Blends. Petroleum Science and Technology. – 2010. – № 28. – P. 1351–1357.