

УДК 622.32

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ СОВМЕСТНО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*},
заведующий лабораторией
геохимических исследований
нефти, воды и породы



Г.Г. ЕЛТАЙ¹,
ведущий инженер
лаборатории геохимических
исследований нефти, воды и породы



Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА²,
заместитель генерального директора
по геологии



Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹,
управляющий директор по
лабораторным исследованиям

*Автор для переписки. E-mail: Seitkhaziiev.Y@llpcimg.kz

ДОБЫЧА

¹ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова, 89 А

²АО «Озенмунайгаз»,
Республика Казахстан, 130200, г.Жанаозен, Ул.Сатпаева, дом 3

Представлен пример использования технологии фингерпринтинга 24 образцов сырой нефти (16 из одиночных, 8 образцов из совместно-добывающих скважин, по данным заказчика) на программном обеспечении *Malcom (Schlumberger)* для оценки количественного распределения совместной добычи на 8 скважинах месторождения Узень. Значимость этого исследования заключается в том, что данный метод является новым для отечественных недропользователей, поскольку он используется впервые в Казахстане и также дешевле в сто раз, чем традиционные анализы PLT.

Наличие всех пиков на хроматограммах HRGC всех образцов нефти указывало на то, что образцы годны для этого исследования. Вносимые фракции каждого двух образцов измеряли по нефти и искусственно смешивали в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10% для создания определенных смесей. Пики HRGC, отражающие различия в составах нефти, различных искусственных смесей, конечных соединений и нефти с совместно-добывающими скважинами, были интегрированы в программное обеспечение *Malcom (Schlumberger)* для оценки распределения добычи в совместно-добывающих скважинах. Результаты, полученные из программного обеспечения, показали, что в большинстве исследований распределения горизонт XIV вносил основной вклад (63–89%) в поток добычи во всех совместно-добывающих скважинах, кроме 1347. Однако только три группы распределения (1,3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение IQR <5%), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению *Malcom* может быть надежным, если значение погрешности метода составляет менее 5%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: распределение, совместно-добывающая скважина, конечные соединения, фингерпринтинг, ПО *Malcom*.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА ГЕОХИМИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУДІҚОЛДАНЫП, ҚОС ӨНІМДІ ҮҢҒЫМАЛАРДАҒЫ МҰНАЙДЫ САНДЫҚУЛЕСТИРУ

Е.Ш. СЕЙТАЗИЕВ^{1*}, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының менгерушісі

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының жетекші инженері

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², АО «Өзенмұнайгаз» бас директорының геология бойынша орынбасары

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» зертханалық зерттеулер бойынша басқарушы директоры – «КМГ Инжиниринг» Атыраудағы филиалы

¹«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қаласы, Жарбосыновкөшесі, 89 А

²«Өзенмұнайгаз» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 130200, Жаңаөзенқаласы, Сатпаевкөшесі, 3-ші үй

Бұл мақалада Өзен кен орнындағы 8 үңғымада қос өнімді сандық үлестіру мақсатында *Malcom* программасында 24 шикі мұнай үлгісіне фингерпринтинг технологиясын қолдану-

дың кейсті зерттеуі ұсынылған. Атап мыш зерттеу жұмысының маңыздылығы-бұл әдістің Қазақстанда тұғыш рет қолданып жатқанына байланысты отандық жер қойнауын пайдаланушыларға жаңа болуы және PLT анализдерінен жүзделген есе арзан болуында.

HRGC хроматограммаларындағы барлық пиктердің бар болуы- мұнайлардың зерттеу жұмысына жарамдылығын көрсетеді. Бір шектік мұнайлар бір-бірімен 70–30%, 50–50% және 90–10% жасанды түрде араластырылды. Жасанды түрде араласқан мұнайлардың, дара шоғырлы мұнайлардың және қос өнімді ұнғымалардан алынған мұнайлардың құрамдарындағы айырмашылықтарды көрсетемін HRGC пиктері Malcom (Schlumberger) программасында қос өнімді сандық үлестіру мақсатында интеграцияланды. Программадан алынған нәтижелер, № 1347 ұнғысынан басқа сандық үлестіру бойынша зерттеудің басым көшілігіндегі XIV горизонты барлық қос өнімді ұнғымаларданға өнім ағынына негізгі үлес(63–89%) қосып отырғанын көрсетті. Алайда, жұлдызыдақ диаграммалардың нәтижелерімен сәйкес келетін тек 3 топ (1, 3 и 6) қана математикалық есептегу қателіктерінің(IQR мәні <5%) ең тәменгі мәндерін берді. Осыған сәйкес, Malcom программасы бойынша қос өнімді сандық үлестіру сенімді болуы мүмкін, егер математикалық есептегу қателіктері 5%-тен тәмен болған жағдайда.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: сандық үлестіру, қос өнімді ұнғыма, дара шоғырлы мұнай, фингерпринтинг, Malcom программасы.

QUANTITATIVE ALLOCATION OF COMMINGLED PRODUCTION OF CRUDE OILS FROM WELLS IN UZEN FIELD USING GEOCHEMICAL ANALYSIS

Y.SH.SEITKHAZIYEV^{1*}, Head of laboratory of geochemical studies of oil, water and rock samples»KMG Engineering» «Caspimunaigas»

G.G. YELTAY¹, Leading Engineer of laboratory of geochemical studies of oil, water and rock samples «KMG Engineering» «Caspimunaigas»

SH.S.PANGEREVA², Depute General director of «Uzennunaigas» for Geology

N.D.SARSENBEKOV¹, Managing director of laboratory block of»KMG Engineering» «Caspimunaigas»

¹KMG Engineering» «Caspimmunaygas»,
Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau, st. Zhabosynova, 89 A

²JSC «Ozenmunaygas»,
Republic of Kazakhstan, 130200, Zhanaozen city,Satpaev street, house-3

This paper presents a case study of using fingerprinting technology for 24 crude oil samples (16 end members, 8 commingled well samples according to the customer data) on Malcom (Schlumberger) software after artificial lab mixtures to assess the quantitative allocation of commingled production from 8 wells in Uzen field. The significance of this study lies in the fact that this method is novel to the domestic subsoil holders as it's being used first time in Kazakhstan and it's hundreds of times cheaper than conventional PLT analysis.

Presence of all peaks on HRGC chromatograms of all oil samples indicated that samples are suitable for this study. Contributing fractions of each two end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 70–30%, 50–50% and 90–10% to create known mixtures. HRGC peaks reflecting compositional differences in the end member oils, in various artificial mixtures of the end member oils and in the commingled oils were integrated on Malcom(Schlumberger) software for assessment of production allocation of commingled wells. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled

wells except № 1347. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except 1347. However, only 3 allocation groups(1,3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors(<5% IQR value) which is consistent with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

KEY WORDS: allocation, commingled well, end-members, fingerprinting, Malcom software.

ВВЕДЕНИЕ

Предположим, что резервуар имеет два продуктивных пласта: А (нижний) и В (верхний). Образец нефти, полученный из скважины, эксплуатирующей один пласт (А или В), называется «конечное соединение» (рисунок 1). Если образец нефти отобран из скважины, которая разрабатывает два продуктивных пласта (А и В) одновременно, это называется «совместно добываемым», а скважина – «совместно-добывающей». Совместная добыча- это поток жидкостей, происходящий из двух или более продуктивных пластов через одну скважину. Если два продуктивных пласта объединены (пласт А и В), то соответствующие вклады пластов А и В в совместно добываемом образце можно вычислить по определению химических различий (конечными соединениями являются образец 1 из зоны А и образец 2 из зоны В) [1, 2, 6, 9].

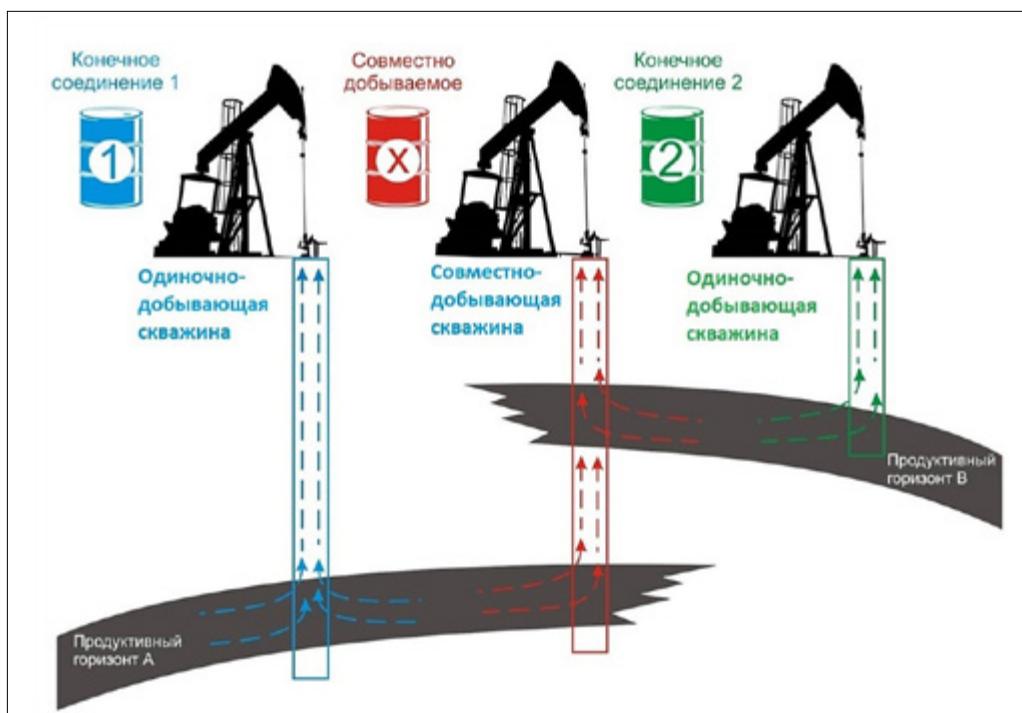


Рисунок 1 – Иллюстративный рисунок одиночно-добывающей и совместно-добывающей скважин

Распределение добычи совместно добывающих скважин – это количественная доля «крайних соединений» в совместно добываемом образце. При идеальном раскладе, отсутствии перетоков в резервуарах, утечки в скважинах и полной изоляции двух различных резервуаров друг от друга, крайние соединения должны быть максимально отличимыми друг от друга. Если различий не наблюдается, то количественное распределение добычи становится затруднительным.

Было опубликовано много научных работ [3, 4, 5, 6 и др.] по определению количественного распределения совместной добычи с использованием геохимии нефти. Например, согласно [4], два крайних соединения из продуктивных пластов А и С искусственно смешались в пропорциях 80%, 60%, 40% и 20% (рисунок 2 А) и на них был выполнен анализ LTM-GC.

Значения соотношений полученных известных смесей лежат в пределах конечных соединений. Для двух рассматриваемых продуктивных пластов (А и С) было использовано соотношение пиков ($10/10+12$) из набора соотношений (рисунок 2 А). На основе анализа лабораторных смесей проб нефти А и С была построена аналитическая кривая по значению отношений в зависимости от их относительной концентрации. Отображение значения коэффициента для смешанной нефти дает представление о том, как следует распределять взносы из продуктивных пластов А и С. В этом примере 50% добычи идет за счет пласта А, 50% за счет пласта С (рисунок 2 В). Такое распределение на основе геохимии намного дешевле, чем (стоимость PLT 1%) и оказывается более надежным [7, 8].

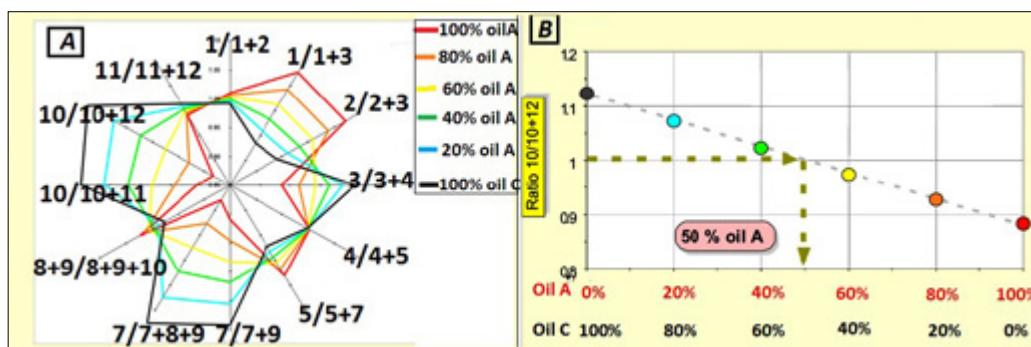


Рисунок 2 – Математический подход к оценке совместной добычи

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОБЗОР И ОТБОР ПРОБ НЕФТИ

Узень – это сложное месторождение с множеством разломов. Фонд месторождения содержит более 4000 скважин, некоторые из них являются совместно-добывающими. Например, скважина 1347 совместно-добывающая, так как она одновременно эксплуатирует оба горизонта XIII и XIV, а скважины 6548 и 3363 рассматривались в качестве конечных соединений из-за того, что каждая из них эксплуатировала один пласт (рисунок 3).

В этом исследовании восемь образцов из совместно-добывающих 16 образцов из соседних одиночно-добывающих скважин (таблица 1). Целью исследования

ДОБЫЧА

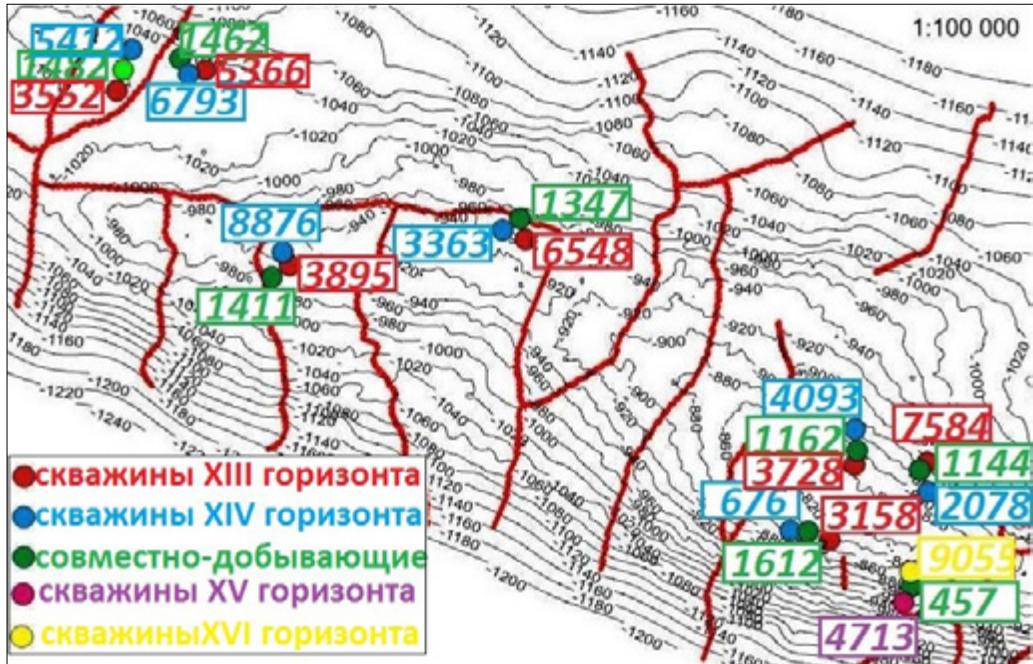


Рисунок 3 – Структурная карта месторождения Узень и скважины, с которых отобраны пробы нефти для геохимического исследования

Таблица 1 – Использованные для исследования совместно-добывающие и одиночные скважины

Совместные			Одиночные		Совместные			Одиночные	
Группы	Номера скважин	Разрабатывающие горизонты	№ сосед. скв.	Разрабатывающие горизонты	Группы	№ скв.	Работающий горизонт	№ сосед. скв.	Работающий горизонт
Группа 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	Группа 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII
			3363	XIV				4093	XIV
Группа 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	Группа 6	457	XV, XVI	4713	XV
			8876	XIV				9055	XVI
Группа 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	Группа 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII
			676	XIV				6793	XIV
Группа 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	Группа 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII
			2078	XIV				5412	XIV

было количественное распределение добычи из двух продуктивных горизонтов исследуемых скважин в процентных содержаниях.

Как видно из схемы расположения скважин, с которых были отобраны пробы

нефти (*рисунок 3*), все подверженные воздействию скважины расположены близко друг к другу, в одном структурном блоке.

МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Методология данного геохимического исследования содержит 3 последовательных этапа (*рисунок 4*): лабораторный эксперимент, инструментальный анализ и интерпретация данных на программном обеспечении Malcom. 24 образца сырой нефти были собраны в стеклянные бутылки из устья скважины при атмосферном давлении. Вносимые фракции 16 образцов конечных соединений были измерены по массе и искусственно смешаны в пропорциях 75–25%, 50–50% и 90–10% [9]. В качестве входных параметров для расчета необходимы хроматографические данные образцов конечных соединений, совместно-добываемых образцов и известных смесей (*рисунок 4*). То есть, масса масла А была взята, смешана с маслом В в вышеуказанных пропорциях. Сами нефти А и В были приняты за 100% и 0%, соответственно. Конечные соединения и совместно-добываемые образцы были использованы на LTM-GC для кластерного анализа, в то время как все образцы были проведены на газовой хроматографии высокого разрешения (HRGC) для количественного распределения совместной добычи (*рисунок 4 и 5*).

По результатам газожидкостной хроматографии (HRGC) можно определить состав и характер распределения алканов нормального и изопренOIDного строения (*рисунок 5*), в то время как по результатам низко термальной хроматографии (LTM-GC) можно определить 12 ароматических компонентов (алкилбензинов) на молекулярном уровне (*рисунок 5*).



Рисунок 4 – Схема методики проведения исследований

ДОБЫЧА

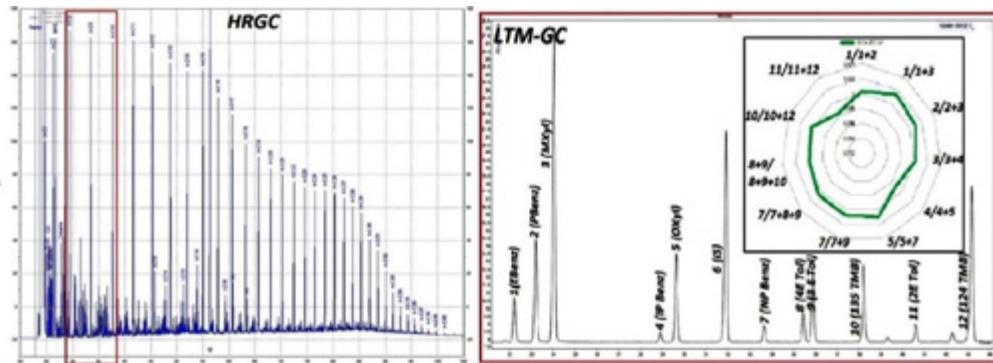


Рисунок 5 – Хроматограммы HRGC и LTMGC представительной пробы конечного соединения из скважины 1612 и результаты звездной диаграммы

Так как нефть месторождения Узень является тяжелой и вязкой, летучие углеводороды в пределах C8-C10 представлены в малых количествах. Вдобавок эти компоненты подвергаются испарению при малейшем контакте с воздухом. Поэтому анализ и фингерпритинг в данном случае очень тонкое дело. Целевые ароматические компоненты не выявили существенных различий в фингерпринтах, поэтому было решено использовать все компоненты в составе нефтей. Аналогично для горизонта XIV были определены соотношения 12 ароматических компонентов для выявления «отпечатка» горизонта. Однако, как видно на графике (рисунок 6), в пределах этого пласта немного больше различий в компонентах. Различия минимальны, так как разница в компонентах не более 0.2 (ось Y). Результаты звездной диаграммы LTM были использованы для проверки надежности конечных соединений и образцов нефти из совместно-добывающих скважин.

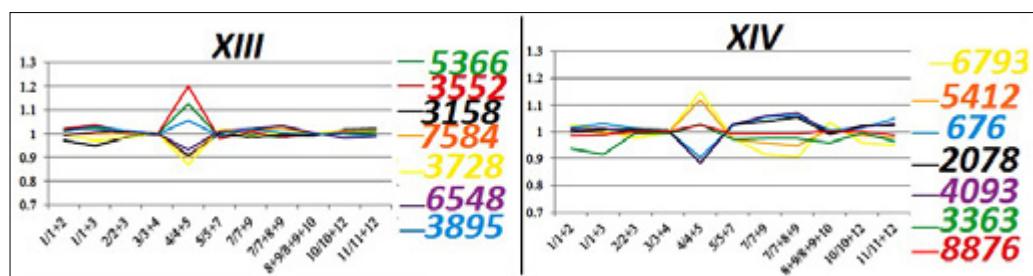


Рисунок 6 – Сравнение составов образцов нефти из горизонтов XIII и XIV

Был проведен визуальный просмотр всех образцов в виде звездных диаграмм (рисунок 7), по соотношениям ароматических компонентов на LTM-GC (рисунок 5). Как видно на рисунке 7, проба 1347, являющаяся совместно- добываемой, действительно представлена как смесь двух проб – 3363 и 6548. Ее тренд лежит посередине двух крайних соединений и приближен к 6548 (XIII горизонт).

Однако нельзя сказать тоже самое про группу 2. Здесь 1411 не попадает в лимиты своих крайних соединений. Это может означать следующее: 1) крайние соединения не являются одиночно-добывающими и сами представлены смесью; 2) имеются перетоки из резервуара XIII в резервуар XIV, резервуары не изолированы друг от друга и между ними есть гидродинамическая связь.

Дендрограмма также показывает, что образец № 1411 представляет собой одну группу. График группы 3 также показывает, что совместно-добывающая скважина 1612 попадает в лимит своих крайних соединений. По этим графикам также можно визуально оценить, к какому крайнему соединению приближена совместно-добывающая скважина.

В группе 4 изучаемый образец 1144 визуально приближен к крайнему соединению 2078 (XIV горизонт). В группе 5 установить визуальное сходство сложней, но отчетливо видно, что изучаемый образец 1162 является смесью двух соединений почти 50% на 50%.

В группе 6 (*рисунок 7*) даже без расчетных параметров наблюдается, что добыча идет в основном с XVI горизонта, так как изученный образец совместно-добытой нефти 457 наиболее похож на одиночный образец 9055. Аналогично группа 7 – вклад продуктивного горизонта XIV в добывчу совместно-добывающей скважины 1462 максимальен по сравнению с горизонтом XIII. Это установлено путем схожести 1462 и 6793 – они практически идентичны. И наконец, для группы 8 также характерен одинаковый тренд для смешанного образца 1482 и одиночного 5412. Поэтому можно утверждать, что вклад горизонта XIV в данном случае превалирует. Подводя итог визуальному просмотру звездных диаграмм, можно сделать вывод, что только три

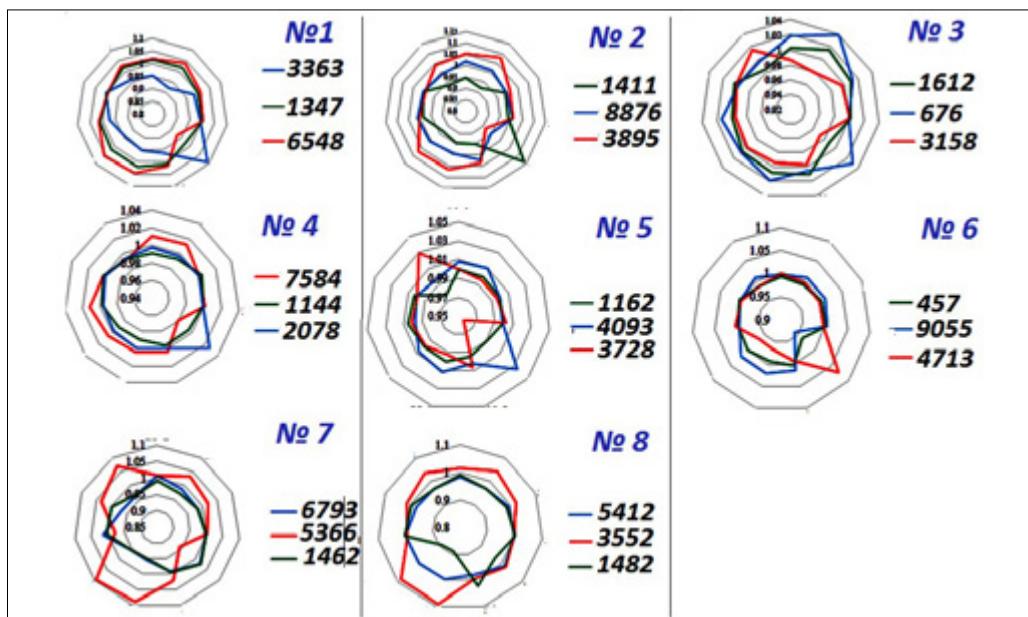


Рисунок 7 – Звездные диаграммы образцов по соотношениям ароматических компонентов

смешанных образца 1347, 1612 и 457 из трех групп (соответственно 1,3 и 6) могут быть представлены в виде смесей соответствующих конечных соединений, поскольку их значения отношений лежат в середине тех из них, которые соответствуют конечным соединениям.

Дендрограмма Уорда была сгенерирована программным обеспечением Malcom на основе 12 ароматических соотношений (*рисунок 8*). Такое визуальное представление данных корреляции показывает, что состав нефти изменяется в зависимости как от местоположения, так и от горизонта. Например, образцы (5366, 3895 и 3552), полученные с горизонта XIII в северо-западной части месторождения, имеют идентичный состав, несмотря на тектонические нарушения между ними. Пробы с того же горизонта в юго-восточной части месторождения дают свою отдельную группу.

Оценка смешанного производства на основе математического расчета лабораторных данных смешивания на программном обеспечении Malcom

Функция оценки распределения совместной добычи в Malcom содержит два последовательных процесса: индексация и обработка данных. Индексация определяется как идентификация и интеграция пиков для сравнения (*рисунок 9*). Для подсчета параметров использовалась вся хроматограмма нефти от легких до тяжелых фракций. Пики, использованные для расчета, обозначены на хроматограммах на примере группы 2. Использовались все пики от C₆ до C₃₀, включая изопреноиды и ароматические (*рисунок 9*).

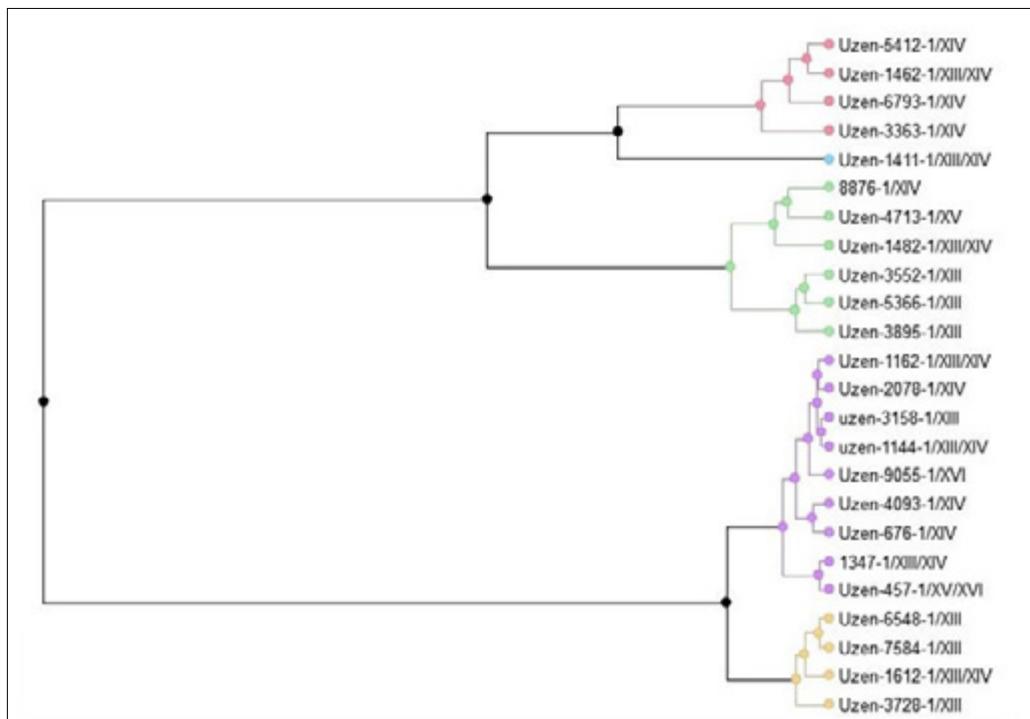


Рисунок 8 – Дендрограмма Уорда для визуального сравнения составов образцов по ароматическим компонентам

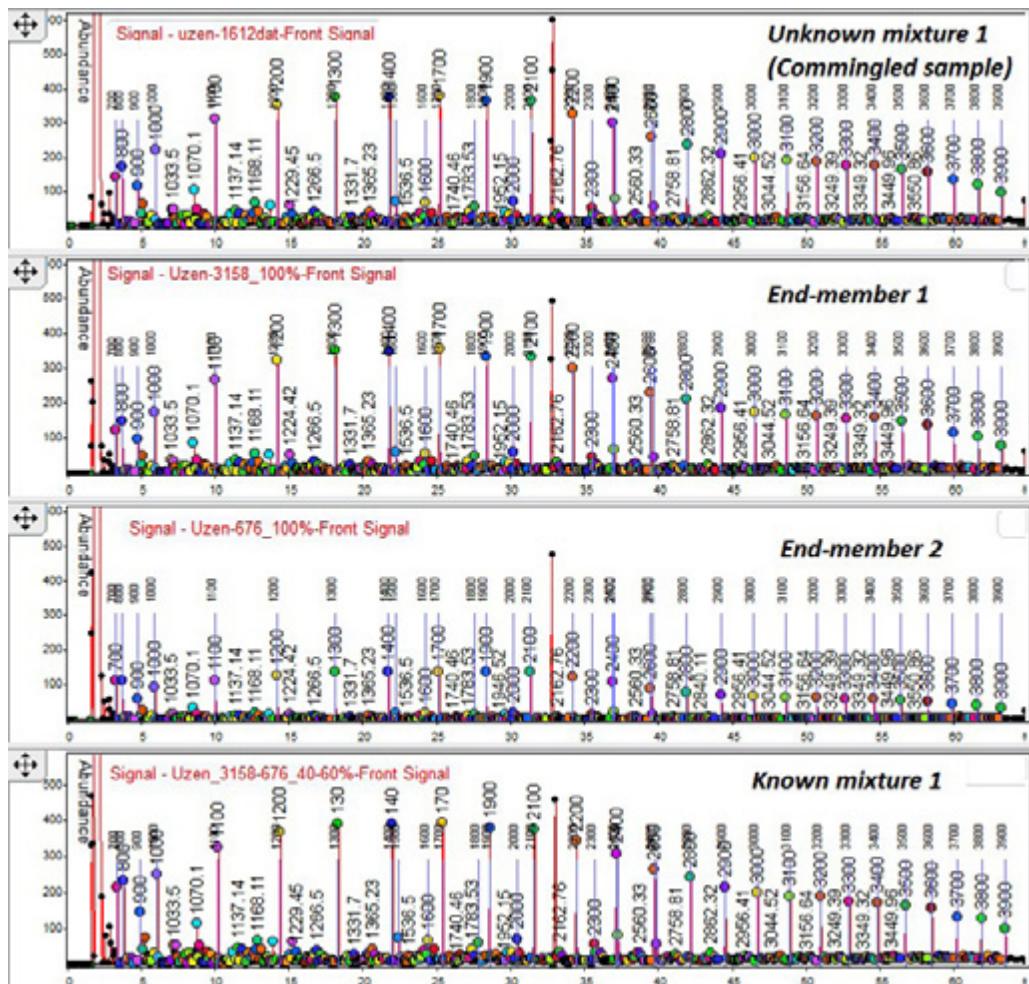


Рисунок 9 – Пример индексации интегрированных пиков хроматограммы HRGC в программном обеспечении Malcom

Затем данные индексации загружаются для обработки, которая состоит из четырех последовательных шагов (рисунок 10). Первым этапом является выбор матрицы, где матрица отношений опускается в мастер и определяется количество конечных соединений, смесей конечных элементов (известных как лабораторные смеси) и неизвестных смесей (известных как смешанные образцы).

На втором этапе (атрибуция анализа) необходимо указать, какие образцы являются конечными, неизвестными и известными смесями. На следующем этапе требуется состав каждой лабораторной смеси, исходя из того, что неизвестный состав смеси рассчитывается на 4-м этапе.

В таблице 2 представлены результаты количественного распределения совместно-добывающих скважин ПО МАlcom.

ДОБЫЧА

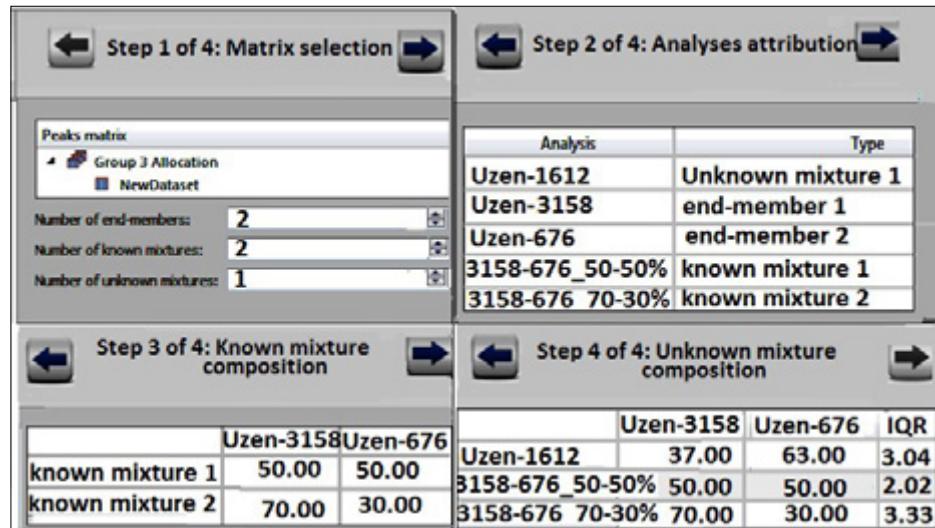


Рисунок 10 – Обработка данных для оценки совместно-добывающей скважины на программном обеспечении Malcom

Таблица 2 – Результаты ПО Malcom по количественному распределению исследованных совместно-добывающих скважин

Группы по распределению добычи	Совместные		Одиночные		Результаты количественного распределения совместно-добывающих скважин	Значения ошибок математических вычислений (IQR)
	Номера скважин	Разрабатываемые горизонты	№ сосед скв.	Разрабатываемый горизонт		
Группа 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	54%	3,3%
			3363	XIV	46%	
Группа 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	21%	11,1%
			8876	XIV	79%	
Группа 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	37%	3,0%
			676	XIV	63%	
Группа 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	21%	5,2%
			2078	XIV	79%	
Группа 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII	19%	10,7%
			4093	XIV	81%	
Группа 6	457	XV, XVI	4713	XV	11%	3,1%
			9055	XVI	89%	
Группа 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII	37%	6,7%
			6793	XIV	63%	
Группа 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII	33%	5,9%
			5412	XIV	67%	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предметом выполненного исследования были восемь образцов нефти из совместно-добывающих скважин и 16 образцов потенциальных конечных соединений на месторождении Узень. Целью исследования является оценка количественного распределения совместной добычи в восьми скважинах с использованием пакета программного обеспечения Malcom, в котором в качестве входных параметров для расчета используются хроматографические данные крайних соединений, совместно добываемых нефтью и известных смесей. Для создания известных смесей каждые два конечных соединения измерялись по массе и искусственно смешивались в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10%. Конечные соединения и образцы совместно-добыываемой нефти проанализированы LTM-GC для проведения кластерного анализа, в то время как для всех образцов была проведена газовая хроматография высокого разрешения (HRGC) в целях оценки количественного распределения совместной добычи.

Визуальный осмотр звездных диаграмм показал, что только три совместно добываемых образца 1347, 1612 и 457 из трех групп (1, 3 и 6, соответственно) действительно могут быть представлены в виде смесей их соответствующих конечных соединений, поскольку их значения соотношения находятся в лимите своих конечных соединений.

Анализ дендрограммы показывает, что состав нефти меняется в зависимости от местоположения и горизонта. Например, образцы (5366, 3895 и 3552), полученные с горизонта XIII в северо-западной части месторождения, имеют идентичный состав, несмотря на тектонические нарушения между ними. Пробы с того же горизонта в юго-восточной части месторождения создают свою отдельную группу. Результаты, полученные с помощью программного обеспечения, показали, что в исследованиях распределения горизонт XIV является доминирующим вкладчиком (63–89%) в поток добычи во всех совместно добывающих скважинах, за исключением № 1347. Однако только три группы распределения (1, 3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение IQR <5%), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению Malcom может быть надежным, если значения ошибок математических вычислений составляют менее 5%.

Выполненное нами исследование может представить научную основу для мониторинга производства, подходит для случая смешения нефтей при двухслойной разработке одной скважиной.

Авторы выражают большую благодарность **М.И. Курбанбаеву** – директору «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», за колоссальную поддержку в научно-исследовательских работах внутри института. Также авторы глубоко благодарны **Л. Барлыбаевой, А. Досмухамбетову и А. Латиповой** за составление искусственных лабораторных смесей образцов конечных соединений.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Barry Bennett, Jennifer J. Adams, Stephen R. LarterOil Fingerprinting for Production Allocation: Exploiting the Natural Variations in Fluid Properties Encountered in Heavy Oil and Oil Sand Reservoirs, Frontiers and Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention, 2009
- 2 Hwang, R. J., D. K. Baskin, and S. C. Teerman, 2000, Allocation of commingled pipeline oils to field production: Org. Geochem., v. 31, p. 1463–1474.
- 3 Herwig Ganz, M Hempton, F Van Der Veenand R Kreulen (1999) Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland;
- 4 Herwig Ganz, M Hempton, 2005. «Integrated Reservoir geochemistry in Nigeria»; p. 1–18
- 5 J.M. Freelin, T. Kubicek, E.W. Tegelaar Low Thermal Mass Multi-Dimensional Gas Chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014; p. 1–256.
- 6 Kaufman, R. L., A. S. Ahmed, and W. B. Hempkins, 1987, A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations, paper IPA 87–23/21: 16th Annual Indonesian Petro. Assoc., p. 247–268.
- 7 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Jeremy E. Dahl, and Kate S. Weissenburger Geochemical Allocation of Commingled Oil Production and/or Commingled Gas Production from 2–6 Pay Zones, AAPGhedberg conference «applications of reservoir fluid geochemistry» june 8–11, 2010 – vail, Colorado.
- 8 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Christopher Stone, Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs, World Oil, march 2012, p. 55–59.
- 9 Masterson, W. D., HolbaA. G., and Dzou, L. I. P. (1997) Filling history of America's two largest oil fields: Prudhoe Bay and Kuparuk, North Slope Alaska. Abstracts of 1997 AAPG National Meeting, Dallas, TX. p. 3–18.

УДК 622.32

QUANTITATIVE ALLOCATION OF COMMINGLED PRODUCTION OF CRUDE OILS FROM WELLS IN UZEN FIELD USING GEOCHEMICAL ANALYSIS



Y.SH. SEITKHAZIYEV^{1*},
Head of laboratory
of geochemical studies of oil,
water and rock samples



G.G. YELTAY¹,
Leading Engineer of laboratory
of geochemical studies of oil,
water and rock



SH.S. PANGEREVA²,
Deputy General director
for Geology



N.D. SARSENBEKOV¹,
Managing director
of laboratory block of»

*Автор для переписки. E-mail: Seitkhasiyev.Y@llpcmg.kz

¹«KMG Engineering» «Caspimmunaygas»,
Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau, st. Zhabbosynova, 89 A

²JSC «Ozenmunaygas»
Republic of Kazakhstan, 130200, Zhanaozen city, Satpaevstr, 3

This paper presents a case study of using fingerprinting technology for 24 crude oil samples (16 end members, 8 commingled well samples according to the customer data) on Malcom (Schlumberger) software after artificial lab mixtures to assess the quantitative allocation of commingled production from 8 wells in Uzen field. The significance of this study lies in the fact that this method is novel to the domestic subsoil holders as it's being used first time in Kazakhstan and it's hundreds of times cheaper than conventional PLT analysis.

Presence of all peaks on HRGC chromatograms of all oil samples indicated that samples are suitable for this study. Contributing fractions of each two end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 70–30%, 50–50% and 90–10% to create known mixtures. HRGC peaks reflecting compositional differences in the end member oils, in various artificial mixtures of the end member oils and in the commingled oils were integrated on Malcom(Schlumberger) software for assessment of production allocation of commingled wells. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except № 1347. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except 1347. However, only 3 allocation groups(1,3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors(<5% IQR value) which is consistent with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

KEY WORDS: allocation, commingled well, end-members, fingerprinting, Malcom software.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА ГЕОХИМИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУДІ ҚОЛДАНЫП, ҚОС ӨНІМДІ ҰҢҒЫМАЛАРДАҒЫ МҰНАЙДЫ САНДЫҚУЛЕСТИРУ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының меңгерушісі

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының жетекші инженері

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², АО «Өзенмұнайгаз» бас директорының геология бойынша орынбасары

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» зертханалық зерттеулер бойынша басқарушы директоры – «КМГ Инжиниринг» Атыраудағы филиалы

¹«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қаласы, Жарбосыновкөшесі, 89 А

²«Өзенмұнайгаз» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 130200, Жаңаөзенқаласы, Сатпаевкөшесі, 3-ші үй

Бұл мақалада Өзен кен орнындағы 8 ұңғымада қос өнімді сандық үлестіру мақсатында Malcom программасында 24 шикі мұнай үлгісіне fingerprinzing технологиясын қолданудың кейсті зерттеуі ұсынылған. Атаптыш зерттеу жұмысының маңыздылығы-бұл әдістің Қазақстанда тұнғыш рет қолданып жатқанына байланысты отандық жер қойнауын пай-

даланушыларға жаңа болуы және PLT анализдерінен жүздеген есе арзан болуында. HRGC хроматограммаларындағы барлық пиктердің бар болуы- мұнайлардың зерттеу жұмысына жарамдылығын көрсетеді. Бір шектік мұнайлар бір-бірімен 70%–30%, 50%–50% және 90%–10% жасанды түрде арапастырылды. Жасанды түрде арапасқан мұнайлардың, дара шоғырлы мұнайлардың және қос өнімді ұнғымалардан алғынған мұнайлардың құрамдарындағы айырмашылықтарды көрсетемін HRGC пиктері Malcom (Schlumberger) программасында қос өнімді сандық үлестіру мақсатында интеграцияланды. Программадан алғынған нәтижелер, № 1347 ұнғысынан басқа сандық үлестіру бойынша зерттеудің басым көшілігінде XIV горизонт барлық қос өнімді ұнғымалардагы өнім ағымына неғізгі үлес(63–89%) қосып отырғанын көрсетті. Алайда, жұлдызыздық диаграммалардың нәтижелерімен сәйкес келетін тек 3 топ(1,3 и 6) қана математикалық есептелеу қателіктерінің(IQR мәні <5%) ен тәменеңгі мәндерін берді. Осыған сәйкес, Malcom программасы бойынша қос өнімді сандық үлестіру сенімді болуы мүмкін, егер математикалық есептелеу қателіктері 5%дан тәмен болған жағдайда.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: сандық үлестіру, қос өнімді ұнғыма, дара шоғырлы мұнай, фингерпринтинг, Malcom программасы.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ СОВМЕСТНО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы «КМГ Инжиниринг»

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, Ведущий инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы «КМГ Инжиниринг»

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², заместитель генерального директора по геологии АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, управляющий директор по лабораторным исследованиям «Каспиймунайгаз» – Атырауского Филиала ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»

¹ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова, 89 А

²АО «Озенмунайгаз»,
Республика Казахстан, 130200, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, дом 3

В данной статье представлен пример использования технологии фингерпринтинга 24 образцов сырой нефти (16 из одиночных, 8 образцов из совместно-добывающих скважин по данным заказчика) на программном обеспечении Malcom (Schlumberger) для оценки количественного распределения совместной добычи на 8 скважинах месторождения Узень. Значимость этого исследования заключается в том, что данный метод является новым для отечественных недропользователей, поскольку он используется впервые в Казахстане и также дешевле в сто раз, чем традиционные анализы PLT.

Наличие всех пиков на хроматограммах HRGC всех образцов нефти указывало на то, что образцы годны для этого исследования. Вносимые фракции каждого двух образцов измеряли по нефти и искусственно смешивали в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10% для создания определенных смесей. Пики HRGC, отражающие различия в составах нефти, различных искусственных смесей, конечных соединений и нефти со совместно-добывающими скважинами, были интегрированы в программное обеспечение Malcom (Schlumberger) для оценки распределения добычи в совместно-добывающих скважинах. Результаты, полученные из программного обеспечения, показали, что в большинстве исследований

распределения горизонт XIV вносил основной вклад (63–89%) в поток добычи во всех совместно-добывающих скважинах, кроме 1347. Однако только три группы распределения (1, 3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение $IQR < 5\%$), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению Malcom может быть надежным, если значение погрешности метода составляет менее 5%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: распределение, совместно-добывающая скважина, конечные соединения, фингерпринтинг, ПО Malcom.

INTRODUCTION

Suppose the reservoir has 2 pay zones called A (lower) and B (upper). The oil sample derived from the well exploiting single pay zone (A or B) is called «end-member» (figure 1). If the sample is obtained from the well, that is exploiting two pay zones (A and B) simultaneously, it's called «commingled». Commingled production is the flow of fluids, originating from two or more pay zones through the single well. If two zones were being commingled («Zone A» and «Zone B»), then, the respective contributions of zones A and B to a commingled sample can be determined by identifying chemical differences (with the end members being sample 1 from zone A and sample 2 from zone B [1, 2, 6, 9]).

Production allocation is defined as the quantitative proportion of end members in commingled samples. In an ideal scenario, when there are no flows in the zones, no

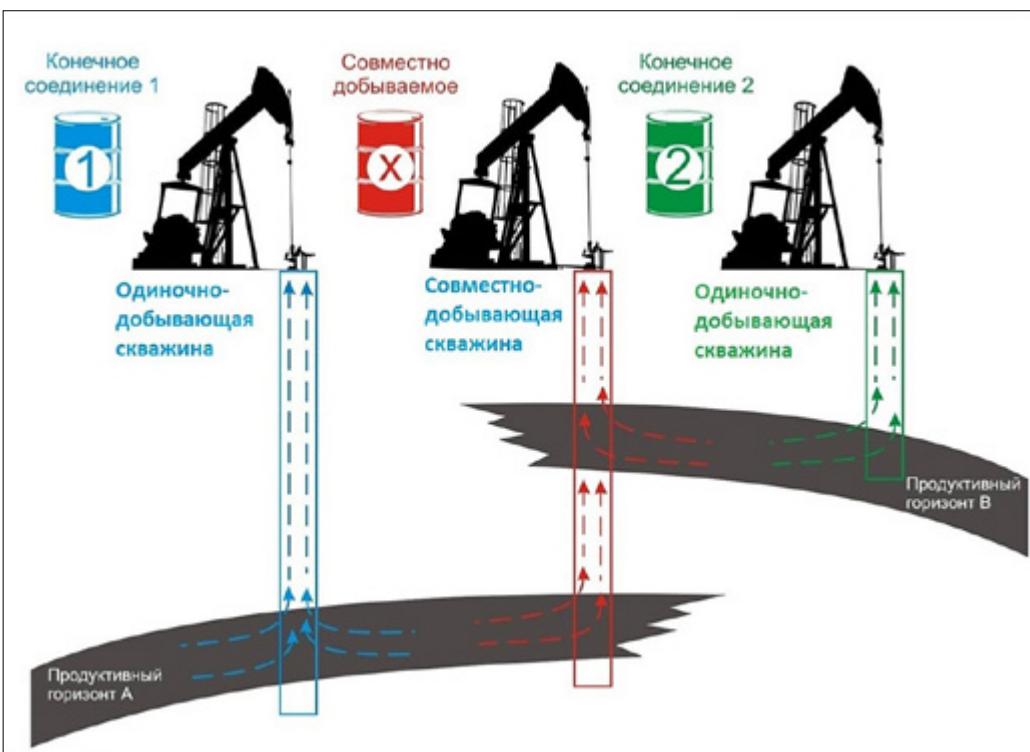


Figure 1 – Illustration for end-member and commingled samples

leakages in the wells and complete isolation of two different zones from each other, the samples should be certainly distinguishable from each other. If there is no compositional difference between the end-member samples, then the quantitative assessment of allocation of commingled production becomes difficult.

A number of scientific research [3, 4, 5, 6 and et al.,] have been published for the quantitative assessment of allocation of commingled production using oil geochemistry. For instance, according to [4], two end member samples from pay zones A and C were mixed artificially in the proportion of 80%, 60%, 40% and 20% (*figure 2A*) and run on LTM-GC. The ratios values of obtained known mixtures lie between those of end-member samples. For the two productive layers (A and C) under consideration, a peak ratio (10/10+12) was used from the set of ratios (*Figure 2A*). Based on the analysis of laboratory-made mixtures of A and C oil samples, analytical curve was constructed for the ratios values as a function of their relative concentration. Plotting the value of the ratio for the commingled oil provides a clue as to how contributions from A and C pay zones should be allocated. In this example, 50% from A, 50% from C (*figure 2B*). Such geochemistry-based allocation is far cheaper than (1% cost of PLT) and is proving to be more reliable [7, 8].

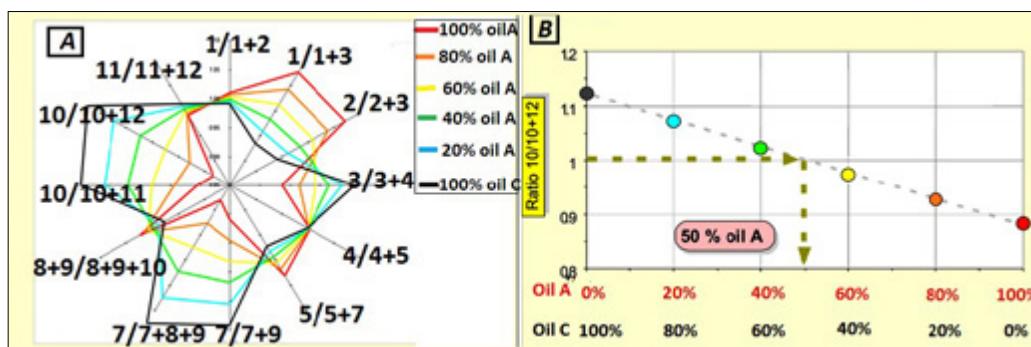


Figure 2 – Mathematical approach for allocation of commingled production

GEOLOGICAL BACKGROUND AND SAMPLING

Uzen is a complicatedly structured field crossed with a number of faults. The field consists of more than 4000 wells, some of which are commingled. For instance, the well 1347 is commingled as it's exploiting both XIII and XIV horizons simultaneously, while wells 6548 and 3363 were considered as single-pay zoned due to the fact that each of them is exploiting single pay zone (XIII and XIV horizons respectively) (*figure 3*).

As can be seen from the well sampling scheme (*figure 3*), all subjected wells are closely located to each other, in the same structural block. In this research 8 commingled wells were chosen by the customer adjacent 16 end-member samples were collected (*table 1*). The aim of the research was to assess the relative production from two pay zones in given wells as percentage.

ДОБЫЧА

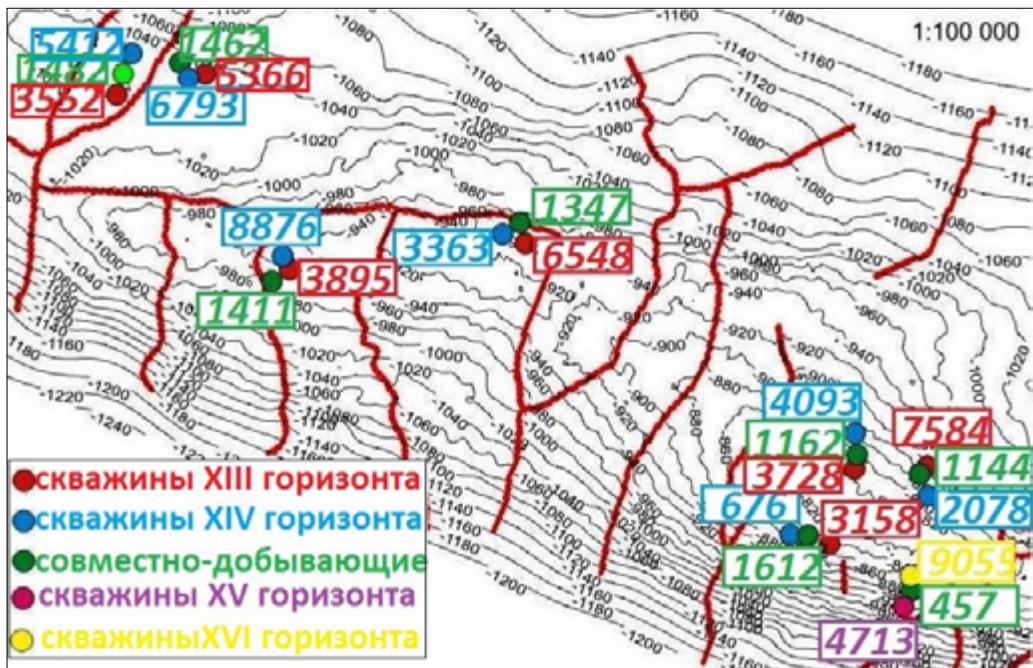


Figure 3 – The structural map of the field with sampling wells

Table 1 – The used comingled and end-members samples in this study

Commingled			End-members		Commingled			End-members	
Groups	Well numbers	Horizon (pay zone)	Adjacent wells	Horizon (pay zone)	Groups	Well numbers	Horizon (pay zone)	Adjacent wells	Horizon (pay zone)
Group 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	Group 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII
			3363	XIV				4093	XIV
Group 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	Group 6	457	XV, XVI	4713	XV
			8876	XIV				9055	XVI
Group 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	Group 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII
			676	XIV				6793	XIV
Group 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	Group 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII
			2078	XIV				5412	XIV

METHODOLOGY AND RESULTS

The methodology contains 3 consequent stages: laboratory experiment, instrumental analysis and interpretation of results on Malcom software. 24 crude oil samples (16 end members, 8 commingled well samples each from 2 pay zones) were collected in glass

bottles at the wellhead at atmospheric pressure. Contributing fractions of 16 end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 75–25%, 50–50% and 90–10% [9]. As input parameters the chromatographic data of end-member, commingled and known mixture samples are required for calculation. That is, the weight of oil A was taken, mixed with oil B in the above proportions. The oils A and B themselves were considered as 100% and 0%, respectively. End-member and commingled samples were run on LTM-GC for clustering analysis while all samples were run on high resolution gas chromatography (HRGC) for assessment of quantitative allocation of commingled production (*Figure 4 and 5*).

The results of high resolution gas chromatography (HRGC) are used to determine n-alkane and isoprenoid distributions, while those of low-thermal mass gas chromatography (LTM-GC) are used to determine 12 aromatic (alkylbenzene) peaks (*figure 5*).

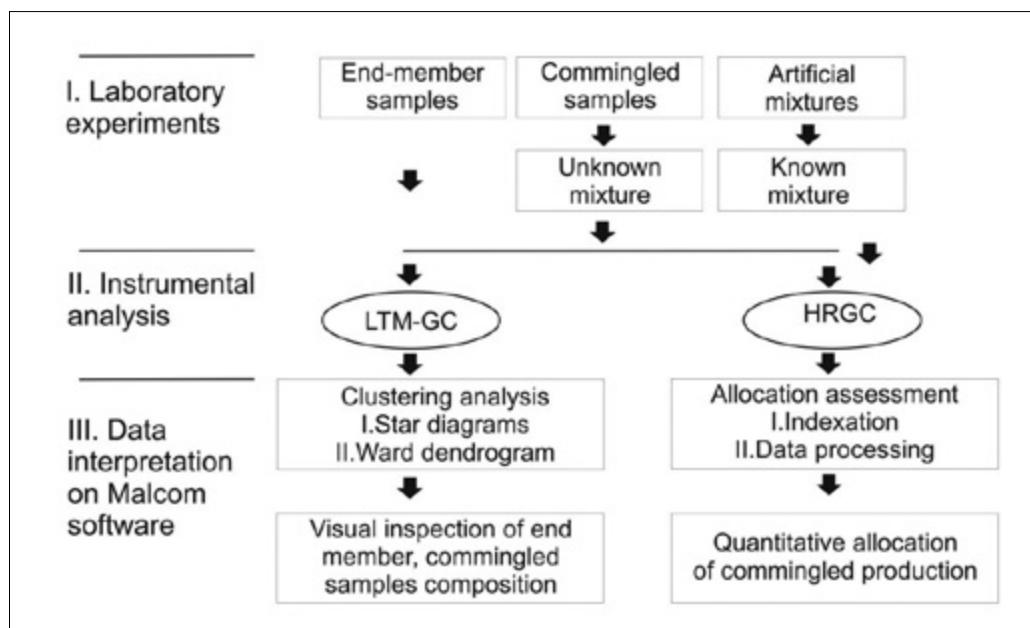


Figure 4 – The flow chart of adopted methodology for the research procedure

Since Uzen oil is heavy and viscous, volatile hydrocarbons within C_8 - C_{10} are represented in low quantities. In addition, these components experience evaporation fractionation. Therefore, the analysis and fingerprinting in this case is a very difficult. As targeted aromatic components did not reveal significant differences in fingerprints, it was decided to use all components in the composition of oils. Similarly, for the horizon XIV, the ratios of 12 aromatic components were determined to reveal «fingerprinting» of the horizon. However, as can be seen from the *figure 6* within this reservoir, the compositions of samples differ slightly. The differences are small, as Y values are less than 0.2 (*figure 6*). The star diagram results of LTM were used to check the reliability of end members and commingled samples.

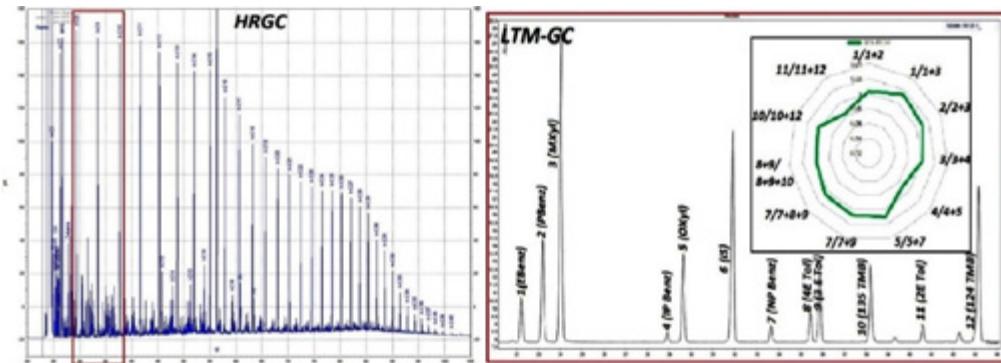


Figure 5 – HRGC and LTM-GC chromatograms of the representative end-member sample from the well 1612 and fingerprinting results of star diagram

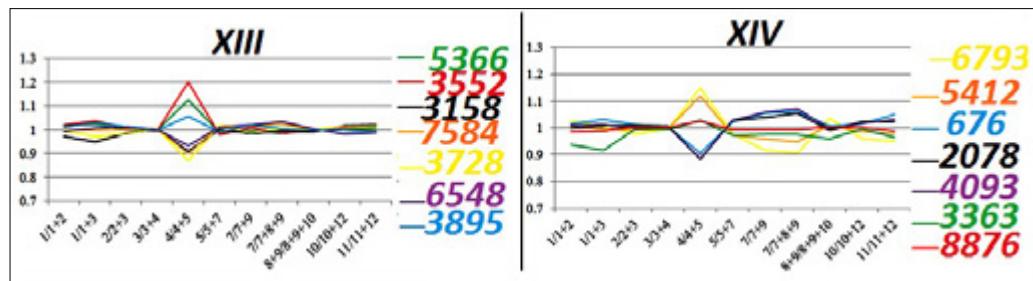


Figure 6 – Comparison of oil samples compositions from horizons XIII and XIV

Visual inspection of all samples as star diagrams was performed (*figure 7*). Their peak integrations were presented in *figure 5*. As can be seen from *the figure 7*, the sample of commingled well 1347 is indeed represented as a mixture of two end-members samples of wells № 3363 and № 6548 as its trend in star diagram lies in the middle of two end members values and is close to 6548 (horizon XIII).

However, the same scenario cannot be observed for samples of group 2. Here, the commingled well 1411 does not fall within the limits of its end-member connections. This may mean either that extreme compounds are not correct and are themselves a mixture or there are overflows from reservoir XIII to XIV, the reservoirs are not isolated from each other. The dendrogram also shows that the sample № 1411 constitutes one group itself. The graph of group 3 also shows that commingled well № 1612 falls within the limit of its end-members.

According to star diagram, it is also possible to visually assess to which end-member samples the commingled well is compositionally similar.

In group 4, the studied sample 1144 is visually close to the end member sample № 2078 (XIV horizon). In group 5, it is more difficult to establish visual similarity, but it is clearly seen that the studied sample 1162 is a mixture of two compounds with almost 50% to 50% proportions. In group 6 (*figure 7*), even without the calculated parameters,

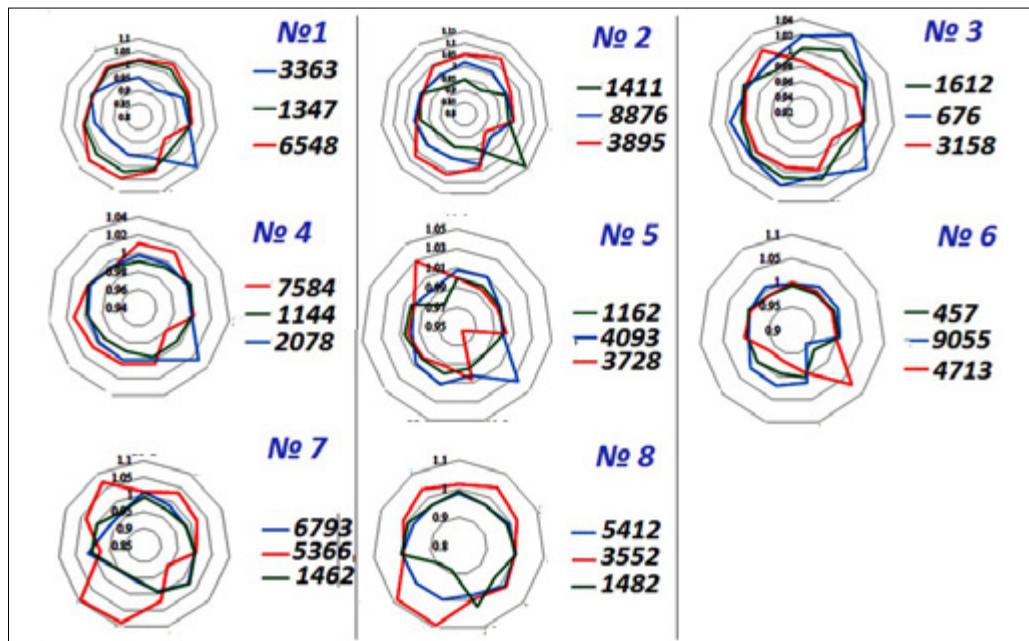


Figure 7 – Star diagrams for visual comparisons of samples used for allocation studies

it is observed that dominant contributor to the production stream is XVI horizon, since the samples from commingled well № 457 is very similar to the end member sample № 9055. Similarly, in group 7 (figure 7) it is easy to observe that commingled well 1462 is exploiting mainly XIV horizon due to its similar composition to the end member sample 6793. Finally, group 8 also has the same trend for commingled sample 1482 and end-member sample № 5412. Therefore, it can be argued that the contribution of horizon XIV prevails in this case as well. Summarizing the visual inspection of star diagrams, it can be concluded that only 3 commingled samples 1347, 1612 and 457 from 3 groups (1,3 and 6 respectively) can be indeed represented as the mixtures of their corresponding end-members due to the fact that their ratio values are lying in the middle of those of their corresponding end-members.

The Ward dendrogram was generated by Malcom software based on 12 aromatic ratios (figure 8). Such visual representation of correlation data shows that oil composition changes depending on both locations and horizons. For instance, samples (5366, 3895 and 3552) obtained from horizon XIII in north-west part of the field possess identical composition despite the faults between them. The samples from the same horizon in the south-east part of the field yield their own separate group.

Assessment of commingled production based on mathematical calculation of laboratory mixing data on Malcom software

Production allocation function in Malcom contains 2 consequent processes: indexation and data processing. The indexation is defined as identification and integration of peaks for comparison (figure 9). To calculate the parameters, the entire chromatogram of

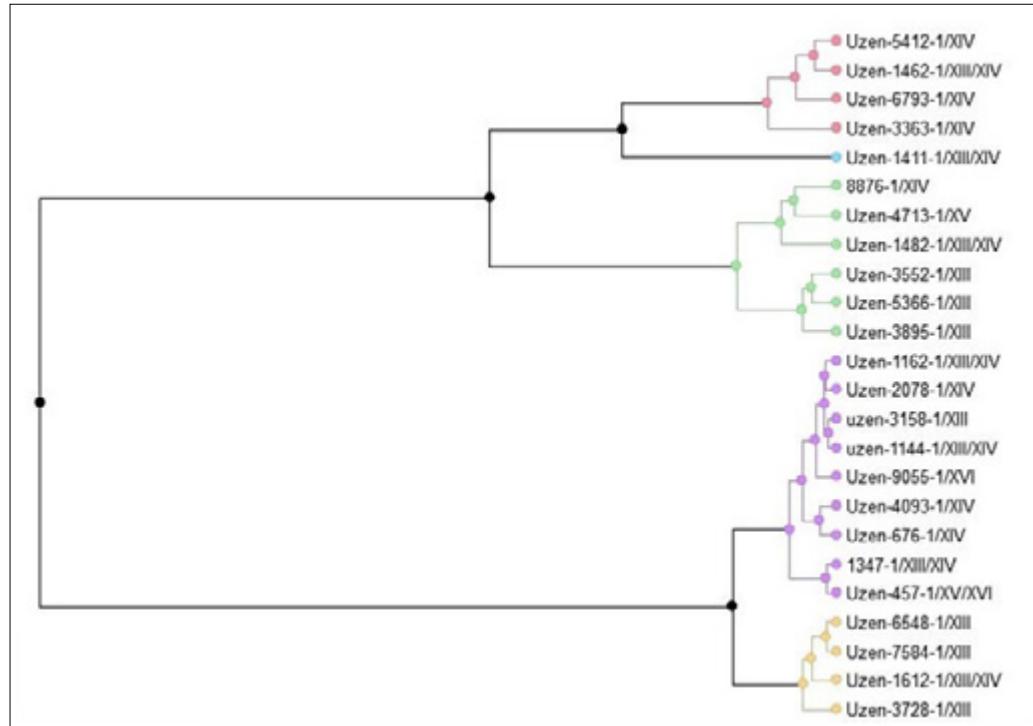


Figure 8 – Ward dendrogram for visual comparisons of compositions samples based on aromatic components

oil from light to heavy fractions was used. The peaks used for the calculation are marked on the chromatograms on the example of group 3 (*figure 9*).

Then the indexation data is loaded for data processing which consists of 4 consequent steps (*figure 10*). The first step is matrix selection, where ratios matrix is dropped into the wizard and the number of end-members, synthetic mixtures of end-members (known as laboratory mixtures) and unknown mixtures (known as commingled sample) is defined. The second step (analysis attribution) requires to fill which samples are end-members, unknown mixture (s) and known mixture (s). The following step requires composition of each lab mixture based on that the unknown mixture composition is calculated in the 4th step.

The table 2 shows the estimated results for allocation of commingled production on Malcom software.

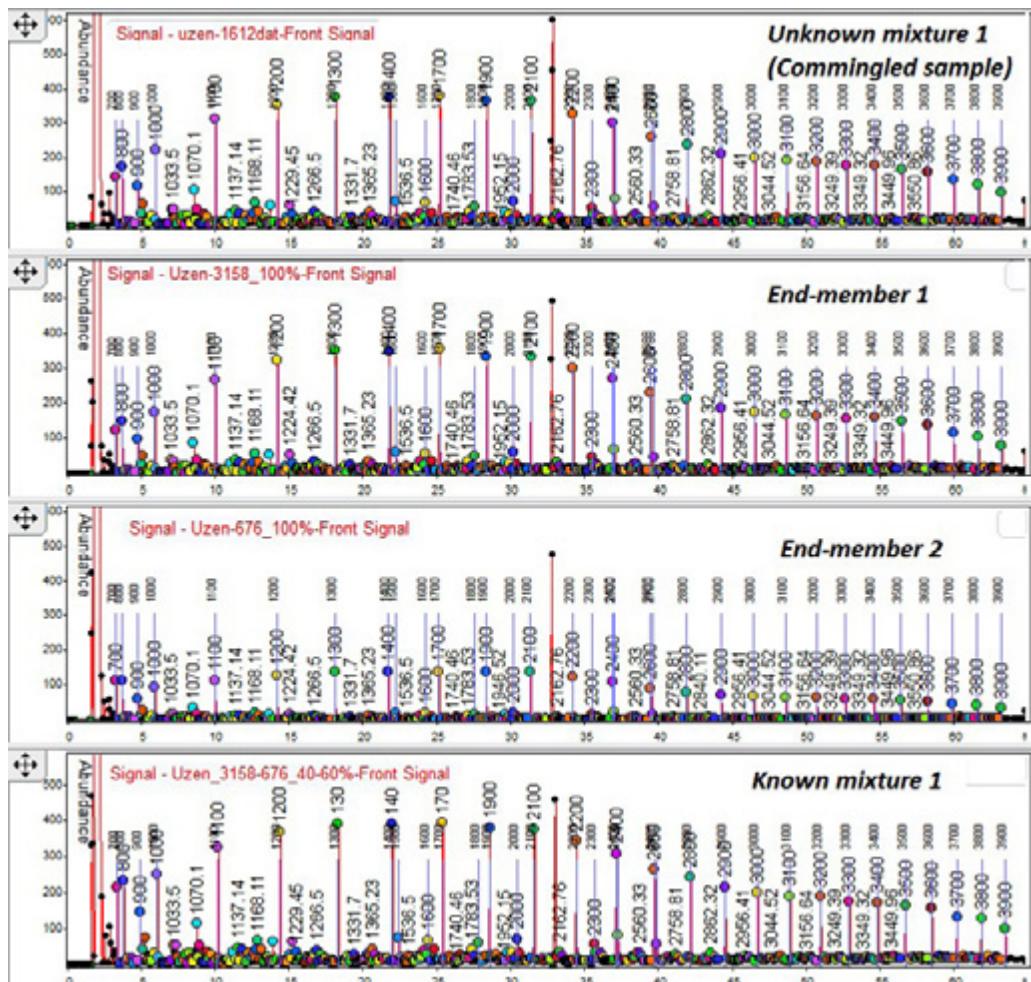


Figure 9 – Indexation of integrated peaks of HRGC chromatograms in Malcom software

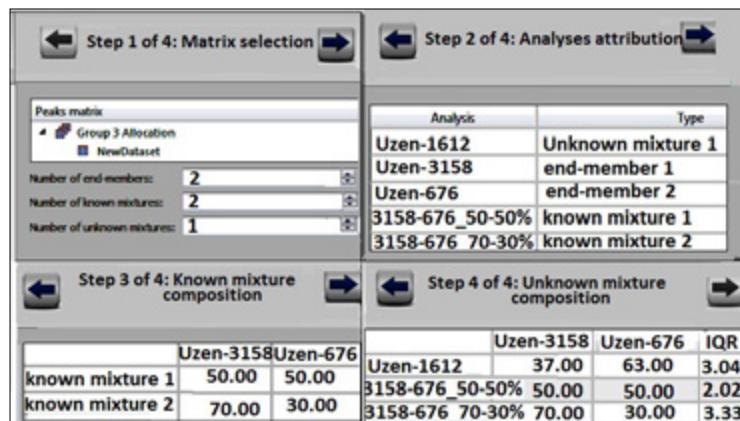


Figure 10 – Data processing for assessment of allocation of commingled production

Table 2 – Malcom results for allocation of commingled production

Groups	Commingled		Single layered		Malcom results for allocation of commingled production	Error% (IQR)
	Wells №	horizons	№ adjacent wells	horizons		
Group 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	54%	3,3%
			3363	XIV	46%	
Group 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	21%	11,1%
			8876	XIV	79%	
Group 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	37%	3,0%
			676	XIV	63%	
Group 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	21%	5,2%
			2078	XIV	79%	
Group 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII	19%	10,7%
			4093	XIV	81%	
Group 6	457	XV, XVI	4713	XV	11%	3,1%
			9055	XVI	89%	
Group 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII	37%	6,7%
			6793	XIV	63%	
Group 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII	33%	5,9%
			5412	XIV	67%	

CONCLUSION

The subjects of this research studies were 8 commingled samples and 16 potential end member samples from Uzen field. The aim was to allocate commingled production of 8 samples using Malcom software package, where the chromatographic data of end-member, commingled and known mixture samples are required as input parameters for calculation. To create known mixtures each two end-members were measured by weight and artificially mixed in proportions of 75%, 50% and 10%. End-member and commingled samples were run on LTM-GC in duplicate for clustering analysis while all samples were run on high resolution gas chromatography (HRGC) for quantitative allocation of commingled production. The visual inspection of star diagrams showed that only 3 commingled samples 1347, 1612 and 457 from 3 groups (1, 3 and 6 respectively) can be indeed represented as the mixtures of their corresponding end-members due to the fact that their ratio values are lying in the middle of those of their corresponding end-members. Dendrogram analysis shows that oil composition changes depending on both locations and horizons. For instance, samples (5366, 3895 and 3552) obtained from horizon XIII in the north-west part of the field possess identical composition despite the faults between them. The samples from the same horizon in the south-east part of the field yield their own separate group. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except № 1347. However, only 3 allocation groups (1, 3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors (<5% IQR value) which is consistent

with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

This research can provide scientific basis for monitoring production and is suitable for the case of two layer commingled well.

ACKNOWLEDGEMENT

The author is immensely thankful to **M.I. Kurbanbayev**, director of «KMG Engineering» «Casiimunaigas» for huge support in scientific research projects within the institute. Also the authors record deep gratitude to **L. Barlybayeva, A. Dosmukhambetov** and **A. Latipova** for performing artificial laboratory mixtures of end-member samples. 

REFERENCES

- 1 Barry Bennett, Jennifer J. Adams, Stephen R. Larter Oil Fingerprinting for Production Allocation: Exploiting the Natural Variations in Fluid Properties Encountered in Heavy Oil and Oil Sand Reservoirs, Frontiers and Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention, 2009.
- 2 Hwang, R. J., D. K. Baskin, and S. C. Teerman, 2000, Allocation of commingled pipeline oils to field production: Org. Geochem. V.31, p. 1463–1474.
- 3 Herwig Ganz, M Hempton, F Van Der Veen and R Kreulen (1999) Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland.
- 4 Herwig Ganz, M Hempton, 2005. Integrated Reservoir geochemistry in Nigeria. p. 1–18.
- 5 J.M. Freelin, T. Kubicek, E.W. Tegelaar Low Thermal Mass Multi-Dimensional Gas Chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014; p. 1–256.
- 6 Kaufman, R. L., A. S. Ahmed, and W. B. Hempkins, 1987, A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations, paper IPA 87-23/21: 16th Annual Indonesian Petro. Assoc. p. 247–268.
- 7 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Jeremy E. Dahl, and Kate S. Weissenburger Geochemical Allocation of Commingled Oil Production and/or Commingled Gas Production from 2–6 Pay Zones, AAPG hedberg conference «applications of reservoir fluid geochemistry» june 8–11, 2010 – vail, Colorado.
- 8 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Christopher Stone, Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs. World Oil, march 2012, p. 55–59.
- 9 Masterson, W. D., Holba A. G., and Dzou, L. I. P. (1997) Filling history of America's two largest oil fields: Prudhoe Bay and Kuparuk, North Slope Alaska. Abstracts of 1997 AAPG National Meeting. Dallas, TX. p. 3–18.