

Подписной индекс: 75185
Регистрационный №16734-ж
Выходит 4 раза в год. Основан в 2001 году

**С.ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ
АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІНІҢ
ХАБАРШЫСЫ**

Ғылыми журнал

**ВЕСТНИК
АТЫРАУСКОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ С.УТЕБАЕВА**

Научный журнал

**BULLETIN
OF THE ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY
NAMED AFTER S.UTEBAYEV**

Scientific journal

№4(68)2023

Атырау

Научный журнал «Вестник Атырауского университета нефти и газа им.С.Утебаева» зарегистрирован в Министерстве культуры, информации и общественного согласия Республики Казахстан (свидетельство № 16734-ж от 08.11.2017г.), включен в Каталог АО «Казпочта» с присвоением подписного индекса 75185 для организации подписки. Вестник зарегистрирован в Парижской книжной палате и имеет международный шифр ISSN 1683 – 1675.

Главный редактор:

Шакуликова Г.Т., доктор экономических наук, профессор,
Председатель правления - ректор АУНГ имени С.Утебаева

Заместитель главного редактора:

Искаков Р.М., проректор по научной работе и инновациям АУНГ им.С.Утебаева

Ответственный секретарь: Канбетов А.Ш.

Редакционная коллегия:

Ашурбеков Н.А.	доктор физико-математических наук, профессор (Россия)
Багрий Е.И.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Борисов Ю.А.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Боронина Л.В.	кандидат технических наук (АГАСУ, Россия)
Гордадзе Г.Н.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Гумаров Г.С.	доктор технических наук, профессор (Казахстан)
Жирнов Б.С.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Зайцев В.Ф.	доктор сельскохозяйственных наук, профессор (Россия)
Кудайкулов А.К.	доктор физико-математических наук, профессор (Казахстан)
Михеева Т.И.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Нурмагамбет Е.Т.	Доктор PhD, ассоц. профессор (Казахстан)
Оразбаев Б.Б.	доктор технических наук, профессор (Казахстан)
Пименов Ю.Т.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Руденко М.Ф.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Сагинаев А.Т.	доктор химических наук, профессор (Казахстан)
Табачникова Т.Б.	кандидат технических наук, доцент (Россия)
Теляшев Э.Г.	доктор технических наук (Россия)
Федотова А.В.	доктор биологических наук, профессор (Россия)
Фролов В.Я.	доктор технических наук, профессор (Россия)
Хайрудинов И.Р.	доктор химических наук, профессор (Россия)
Цюй Чжань	доктор наук (СНУ, Китай)

Периодичность издания: 4 раза в год.

Основная тематическая направленность: научные статьи по техническим, физико-математическим, экономическим и социально-гуманитарным наукам.

ISSN 1683-1675

© Атырауский университет нефти и газа им.С.Утебаева, 2023

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 553.982; 552.578.2.061.4
МРНТИ 52.47.27

В.З. Хажитов, В.А. Шатилов, Г.Ш. Досказиева

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан
E-mail: Khazhitov.V@gmail.com

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Аннотация. Успешность применения методов повышения нефтеотдачи и оценка эффективности разработки карбонатных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, сосредоточенной по большей части в низкопроницаемой матрице, в целом заключается в технико-экономическом эффекте дополнительной текущей добычи нефти, повышения конечной нефтеотдачи и рентабельности реализуемой технологии. Сложности эффективного управления процесса разработки и заводнения карбонатных трещиноватых коллекторов присущи также и корректному прогнозированию технологических показателей, от достоверности которых зависит адекватная оценка дополнительной добычи и получаемого технико-экономического эффекта. В рамках настоящей статьи рассматриваются особенности прогнозирования профиля добычи нефти при разработке карбонатных месторождений, а также оцениваются возможности применения различных методологий расчетов, способных учесть особенности фильтрационных и гидродинамических процессов, протекающих в коллекторах двойной пористости.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, нефтегазовая отрасль, нефть, трудноизвлекаемые запасы, нефтедобыча.

Введение. Весьма значительная часть остаточных трудноизвлекаемых запасов углеводородов содержится в карбонатных коллекторах. Они, как правило, имеют сложное геологическое строение. Сложности выработки данных запасов заключаются не в физико-химических свойствах нефти или соотношении подвижностей нефтяной и водяной фаз. Причина всех проблем разработки карбонатных залежей кроится в строении самого коллектора, его низкой проницаемости матрицы и в трещиноватой структуре. Освоение этих запасов нефти позволит поддерживать уровень добычи углеводородов длительное время. Конечная цель эффективной разработки любого месторождения заключается в технико-экономической эффективности процесса, применение всех технологий по повышению нефтеотдачи будет зависеть от экономической рентабельности их применения.

Наибольшей продуктивностью и рентабельностью отличаются технологии интенсификации добычи нефти (далее – ИДН), применяемые на ранних стадиях освоения месторождения, которые выполняют одну задачу по интенсификации отборов запасов из трещинной части месторождения. Эффективность и прибыльность всех прочих методов, решающих проблемы повышения эффективности заводнения и вовлечения в процесс вытеснения матричной части коллектора, неизбежно падает по нисходящей. Ввиду подобной неоднородности эффективности реализации методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) профиль разработки подобных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами не соответствует традиционному четырехстадийному шаблону, так как вторая стадия со стабильной полкой добычи полностью отсутствует и переход от добычи запасов трещин к разработке матрицы сопровождается интенсивным падением добычи, когда за I стадией

незамедлительно идет III. Из этого можно сделать вывод, что и традиционные методы прогнозирования для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами также не применимы.

Совокупность двух данных факторов сложности прогнозирования разработки и необходимости достоверной оценки будущей эффективности применения МУН, от рентабельности которых зависит сам факт их применения, и обуславливают **актуальность** тематики данной статьи по рассмотрению применимости различных методов прогнозирования в условиях добычи трудноизвлекаемых запасов.

Выбранная тематика ярко отражена в работах научных сотрудников, таких как О. А. Гальцева, А. К. Касенов, В. А. Лушпеев, М. Ш. Мусаев, А. Н. Соколов, Б. К. Хасанов. Несмотря на активное изучение выбранной тематики, все еще не удалось выбрать самый эффективный метод прогнозирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов, что и создает необходимость продолжения исследования в данной сфере. Конечно в наше время существует достаточно универсальный инструмент по трехмерному моделированию геологического строения месторождения, а также происходящих во время разработки гидродинамических процессов. Однако применение геолого-гидродинамического моделирования весьма сложный и трудозатратный процесс, требующий к тому же детального и всестороннего изучения залежи, уровня которого не каждое месторождение способно достичь.

Цель данного исследования заключается в рассмотрении спектра методов прогнозирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов. Для выполнения поставленной цели требуется выполнение следующих задач:

- изучить сущность понятия карбонатных коллекторов;
- рассмотреть, какие показатели разработки нефти потенциально можно проанализировать за счет применения методов прогнозирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов.

Результаты исследования. По мере выработки запасов нефти традиционных месторождений с поровыми коллекторами, все больше и больше возрастает доля карбонатных месторождений в мировой добыче и значимость эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов в целом. Карбонатный коллектор – разнообразный и широкий тип нефтеносных пластов. В некоторых регионах на карбонатные коллектора приходится 30-50% запасов нефти. Они относятся к трудноизвлекаемым, в связи с чем традиционные методы освоения не применимы для подобных месторождений [4].

В отличие от традиционных запасов нефти за возможность добычи трудноизвлекаемых запасов нефтяникам приходится платить повышенными рисками и дополнительными неопределенностями разработки месторождений. Геология большинства пород залегания изучена не до конца, отсюда вытекает основной риск – неподтверждение ожидаемых геологических параметров месторождения. Что касается основных неопределенностей, связанных с геологией, то здесь следует выделить неоднородность строения подобных залежей по значениям проницаемости и характеру насыщения. Помимо трудностей, связанных с характеристиками и структурой коллектора, неоднородностью свойств матрицы и трещин, карбонатным месторождениям также присущи сложности в структурно-тектоническом плане, а сами залежи характеризуются наличием множества тектонических нарушений, разделяющих структуру на обособленные блоки.

Геологические риски влекут за собой появление дополнительных проблем при разработке месторождений. Необходимо учитывать высокую вероятность того, что достичь планируемых дебитов скважин не удастся, а темпы падения добычи нефти могут оказаться выше, чем прогнозировалось изначально. Также, в процессе бурения может проявиться «неадекватное» поведение пласта, ухудшение его характеристик или, например, невозможность провести гидроразрыв пласта.

Нельзя стопроцентно надеяться на продуктивность многостадийного гидроразрыва пласта, так как его результативность в большой степени зависит от точности геологической модели. Отсюда вытекают дополнительные неопределенности, связанные с эффективностью

применяемых схем разработки – ориентацией ствола скважины, длиной горизонтальной части ствола. Что касается вопросов экономики, то здесь к ключевым факторам негативного влияния на рентабельность проектов относят высокую стоимость строительства скважин и проведение работ по добыче нефти согласно выбранным методам прогнозирования [3, с. 17–24].

Методы прогнозирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов используются для проведения оценки эффективности разработки нефти на выбранном участке, а потому результатами их применения является сравнение различных показателей добычи нефти. Первым показателем является доля запасов, которые фактически могут быть извлечены на выбранной территории. Для изучения разработки месторождений с карбонатными коллекторами используются следующие методы:

- сейсмические исследования применяются для построения достоверной структурно-тектонической модели месторождения;
- геофизические методы (ГИС) специального комплекса (дается оценка коэффициента пористости вторичной среды). Результаты данных исследований применяются для создания модели двойной пористости, учитывающей различия свойств трещин и матрицы;
- комплекс исследований FMI, позволяющий определить плотность и направление трещин в каждой скважине и экстраполировать их на залежь в целом;
- методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на нестационарных режимах [2], посредством которых можно дифференцированно определить проницаемость различных зон залежи и границы распространения трещин, как пропускные способности тектонических экранов;
- статистический анализ способен показать связь между запасами флюида во вторичной среде и темпами падения дебитов скважин, что все же применимо только на поздней стадии освоения месторождения;
- система горизонтальных скважин (позволяет провести анализ вариантов разработки нефти).

В статье «Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов системами горизонтальных скважин» [5] в качестве метода повышения нефтеотдачи на месторождении с карбонатными коллекторами рассмотрено применение системы горизонтальных скважин с освоением посредством многостадийного ГРП, что по задумке авторов должно позволить вовлечь в разработку матричную часть коллектора. Следует отметить, что рассматриваемое в статье месторождение на момент внедрения технологии уже находилось на 3 стадии освоения, а накопленная добыча нефти соответствует 40% выработки извлекаемых запасов нефти. Данный фактор оказывает весьма важное влияние на понимание разработки месторождения с трещиноватой структурой коллектора, так как свидетельствует о том, что все запасы нефти, сосредоточенные в трещинах уже выработаны (как правило, в трещинах может находить до 25-30% от всех запасов) и сейчас ведется разработка уже матрицы. Все рассматриваемые для дальнейшего применения технологии должны учитывать стадию разработки месторождения и нацеливаться непосредственно на работу с низкопроницаемой матричной частью. В подобных условиях применение горизонтального заканчивания скважин с многостадийным ГРП, при котором направление трещин будет идти поперек горизонтального ствола в соответствии с основным региональным напряжением, является правильным решением, так как обеспечивает максимальный коэффициент охвата залежи процессом вытеснения.

Однако следует отметить, что на данном месторождении отмечается низкая эффективность реализуемой системы поддержания пластового давления (далее – ППД) посредством закачки воды через вертикальные нагнетательные скважины. Проблема системы заводнения на месторождении заключается в циркуляции нагнетаемой воды по системе природных и искусственных трещин, образованных в процессе ГРП, между нагнетательными и добывающими скважинами. Наличие данных проблем подтверждается

как результатами по исследованию профиля притока РЛТ в добывающих скважинах, 80% притока которых поступает по 40% площади продуктивного разреза, характеризующегося максимальной трещиноватостью, так и показателями снижения пластового давления и роста газового фактора, что также свидетельствует о переходе на режим растворенного газа. Для решения проблемы с пластовым давлением в рамках рассмотренных проектных решений предусмотрено также и применение горизонтальных нагнетательных скважин, что должно создать эффект «капиллярной пропитки» и вертикального потока фронта вытеснения. Разработка залежи горизонтальными скважинами в подобных условиях является весьма рискованным решением, на рисунке 1 представлена схема расположения заложенных горизонтальных скважин, из которой можно заметить, что добывающие скважины заложены в кровельной части разреза при этом горизонтальные участки стволов добывающих и нагнетательных скважин параллельны и располагаются непосредственно друг над другом. Подобная система размещения скважин грозит двумя наиболее явными проблемами: при переходе на режим разгазирования высок риск образования техногенной газовой шапки, ввиду чего добывающие скважины дадут приток выделившегося газа вместо нефти, а нагнетаемая в горизонтальные скважины вода по системе вертикальных трещин, которая явно будет обширной после многостадийного ГРП, может напрямую продвигаться к добывающим скважинам, что также запустит процесс циркуляции.

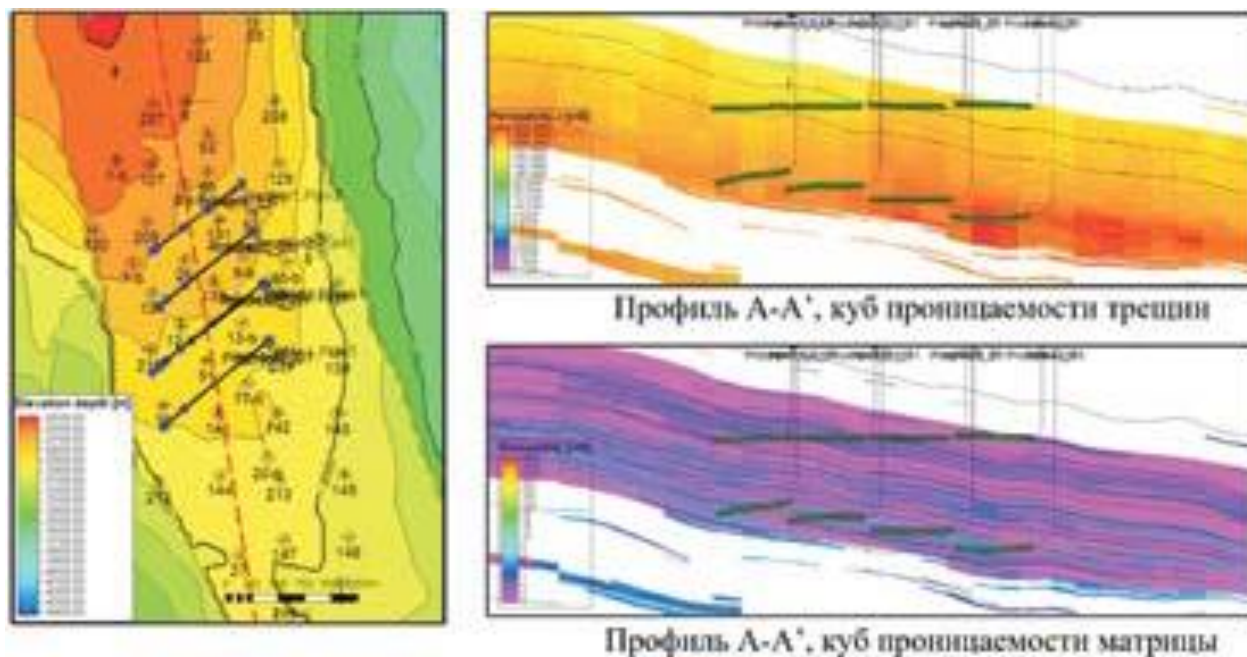


Рисунок 1. Схема расположения проектных скважин и геологический профиль с направлением горизонтального ствола [5]

В выполняемой работе для расчета прогнозных технологических показателей разработки карбонатного низкопроницаемого коллектора системой горизонтальных скважин использована секторная трехмерная геолого-гидродинамическая модель (далее – ГГДМ). Положительным фактором, обуславливающим достоверность секторной модели и нивелирующим фактор ограниченности участка моделирования, выступает блочное строение залежи, так как выделенный участок секторной модели в реальных условиях также ограничен тектоническими нарушениями, выступающими в качестве непроницаемого экрана. В таблице 1 приведены результаты расчетов прогнозных технологических показателей разработки, полученные посредством секторного моделирования на ограниченный промежуток времени длиной в 20 лет, принятый как потенциальный период окупаемости проекта. В рамках работы рассмотрены 4 сценария разработки месторождения, в число которых входят базовый с эксплуатацией существующего переходящего фонда,

вариант бурения вертикальных скважин, а также два варианта с горизонтальным бурением. Отличие 3 и 4 вариантов заключается в длине горизонтального участка скважины, которая определена как 600 и 1000м соответственно, что позволило сократить количество скважин для бурения в 4 варианте, а также режимах эксплуатации добывающих скважин, так как забойное давления по двум данным вариантам приняты как 150 и 100 атмосфер.

Таблица 1 – Анализ вариантов разработки нефти карбонатного коллектора

Параметры	Ед.изм.	Варианты разработки			
		1	2	3	4
		Базовый	Бурение вертикальных скважин	Бурение горизонтальных скважин (600м)	Бурение горизонтальных скважин (1000м)
Фонд добывающих скважин вертикальные/горизонтальные	ед.	21/0	29/0	0/4	0/3
Фонд нагнетательных скважин вертикальные/горизонтальные	ед.	11/0	11/0	0/4	0/2
Ограничение забойного давления в новых скважинах	бар	80	80	30	30
Накопленная добыча нефти (за 20 лет)	млн.т	1,55	2,2	2,69	2,79
Средняя накопленная добыча нефти на 1 скважину (за 20 лет) вертикальные/горизонтальные	тыс.т	74/0	144/0	0/672	0/931
Максимальная суточная добыча	т	445	665	748	561
Максимальная суточная закачка	м ³	1600	1600	1080	720

Исходя из геолого-физических характеристик рассматриваемого месторождения и результатов секторного моделирования применения горизонтального заканчивания скважин согласно наиболее оптимальному 4 варианту, в рамках настоящей работы выполнен расчет прогнозных технологических показателей разработки, посредством распространения полученного эффекта на все месторождение, при его полной разработке системой горизонтальных скважин. Полученные результаты расчета представлены на рисунке 2 в виде графика фактической исторической добычи нефти до 2023г включительно и дальнейшего прогноза до 2065г. Ранее прогнозирование разработки данного месторождения проводилось посредством традиционных числовых моделей слоисто и зонально-неоднородного пласта, причем расчет данных показателей выполнялся 3 раза: до ввода месторождения в промышленную разработку, на этапе завершения разбуривания и после внедрения системы ППД закачкой воды, все 3 профиля добычи приведены также на рисунке 2.

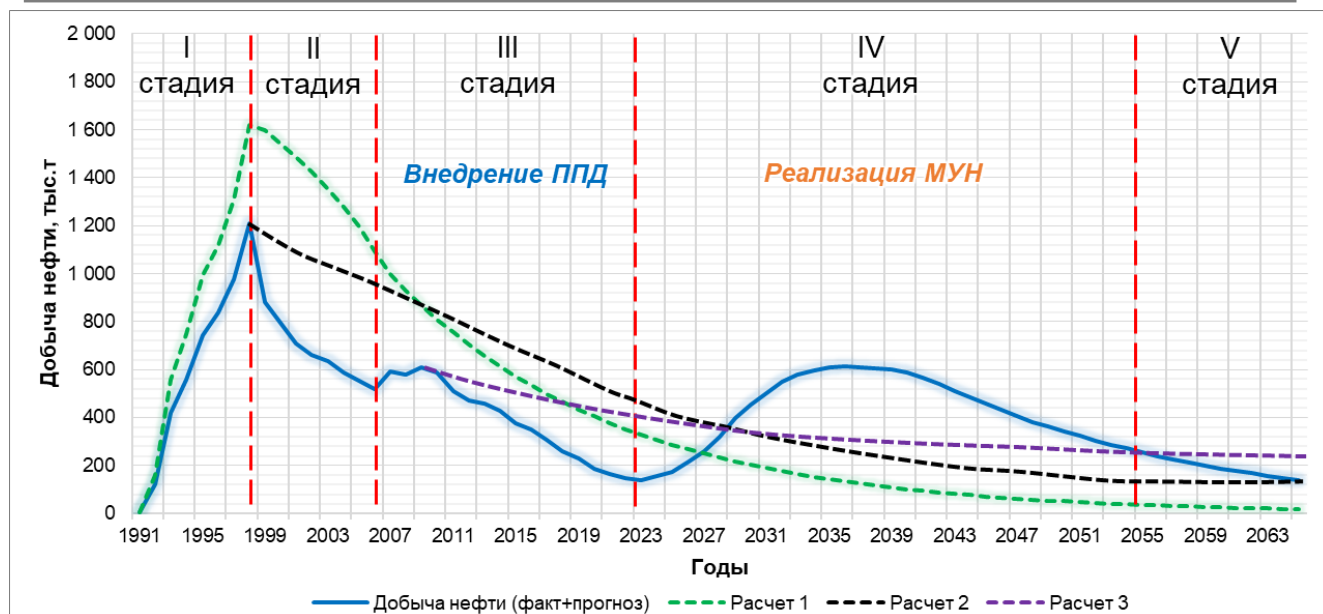


Рисунок 2. Результаты расчета прогнозного профиля добычи нефти, при разработке карбонатного месторождения системой горизонтальных скважин

Как можно заметить из представленного рисунка, ни один из трех расчетов, выполненных традиционными числовыми моделями на различных стадиях разработки месторождения, не дал достоверного результата, так как расчет вытеснения нефти водой в неоднородном пласте не учитывает двойную структуру трещинно-порового коллектора, а также в аналитическую числовую модель не закладываются результаты исследований по определению относительно-фазовой проницаемости в системе нефть-вода. В то же самое время посредством гидродинамического моделирования можно прогнозировать эффективность МУН с высокой достоверностью.

Как было отмечено ранее, для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сложно однозначно определить стадию разработки, как минимум если при этом пользоваться традиционной системой с четырьмя стадиями. На рисунке 2 представлена альтернативная стадийность разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, которая состоит из пяти стадий, при этом III и IV стадии разработки месторождения характеризуются ростом добычи нефти после ее интенсивного падения за счет внедрения вторичных или третичных методов повышения нефтеотдачи.

Закключение. Считается, что извлечение запасов нефти карбонатных коллекторов является очень сложным процессом, который занимает много времени, причем возникает необходимость использования дорогостоящих технологий. Чтобы повысить уровень эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов, используется ряд методов прогнозирования результатов добычи нефти. Использование вышеуказанных методов позволит сгруппировать месторождения по снижению уровня эффективности их освоения, чтобы определить приоритеты совершения нефтедобычи на практике. Однако полученные на сегодня результаты свидетельствуют о том, что даже базовые принципы проектирования разработки терригенных и карбонатных месторождений различаются между собой, а из существующих методов прогнозирования пока только трехмерное гидродинамическое моделирование способно дать достоверный результат прогнозирования профиля добычи.

Список литературы

1. Грищенко В. А., Позднякова Т. В., Мухамадиев Б. М., Мухаметшин В. В., Бахтизин Р. Н., Кулешова Л. С., Якупов Р. Ф. Повышение эффективности разработки

залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. Материалы ГНКАР. 2021. № 2. С. 238–247.

2. Лушпеев В. А., Соколов А. Н., Гальцева О. А., Салимгареева Э. М. Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodicheskie-osnovy-dlya-obosnovaniya-trudnoizvlekaemyh-zapasov-karbonatnogo-kollektora>.

3. Серкебаева Б. С. О причинах осложнения промышленной подготовки трудноизвлекаемой нефти при техногенном воздействии на пласт. Материалы ГНКАР. 2021. № 1. С. 17–24.

4. Технологии ПАО «Газпром нефть». URL: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SNp100.pdf>.

5. Хасанов Б. К., Касенов А. К., Мусаев М. Ш., Серниязов Ж. М. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов системами горизонтальных скважин. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. № 1 (2). С. 48–59.

6. Эдер Л., Филимонова И., Мишенин А., Мочалов Р. Перспективы нефтедобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: методические вопросы, практическая реализация, влияние санкций. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2014-12/5>.

В.З. Хажитов, В.А. Шатилов, Г.Ш. Досказиева

«С.Утебаева атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КЕАҚ, Атырау, Қазақстан

КАРБОНАТТЫ ҚОЙТАРЛАРДАҒЫ ҚИЫН АЛЫНАТЫН МҰНАЙ ҚОРЛАРЫНЫҢ ДАМУЫН БОЛЖАУ ӘДІСТЕРІ

Аннотация. Мұнайды алудың жетілдірілген әдістерін қолданудың және негізінен төмен өткізгіштік матрицасында шоғырланған қиын алынатын мұнай қоры бар карбонатты кен орындарын игерудің тиімділігін бағалаудың жетістігі негізінен мұнайды қосымша ағымдағы өндірудің техникалық-экономикалық тиімділігіне, түпкілікті өнімділікті арттыруға байланысты. мұнайды алу және енгізілген технологияның рентабельділігі. Карбонатты жарылған су қоймаларын игеру және су басу процесін тиімді басқарудың қиындықтары технологиялық көрсеткіштерді дұрыс болжауға да тән, олардың сенімділігіне қосымша өндірісті барабар бағалау және нәтижесінде алынған техникалық-экономикалық нәтиже байланысты. Бұл мақалада карбонатты кен орындарын игеру кезінде мұнай өндіру профилін болжау ерекшеліктері қарастырылады, сонымен қатар қос кеуекті қабаттарда болатын фильтрация және гидродинамикалық процестердің ерекшеліктерін есепке алатын әртүрлі есептеу әдістемелерін қолдану мүмкіндіктері бағаланады.

Негізгі сөздер: карбонатты қабаттар, мұнай-газ өнеркәсібі, мұнай, қиын алынатын қорлар, мұнай өндіру.

V.Z. Khazhitov, V.A. Shatilov, G.Sh. Doskazieva

NJSC «Atyrau Oil and Gas University named after. S. Utebaeva», Atyrau, Kazakhstan

METHODS FOR PREDICTING THE DEVELOPMENT OF DIFFICULT-RECOVERABLE OIL RESERVES IN CARBONATE RESERVOIRS

Annotation. The success of using enhanced oil recovery methods and assessing the efficiency of developing carbonate fields with hard-to-recover oil reserves, concentrated mostly in a low-permeability matrix, generally lies in the technical and economic effect of additional current oil production, increasing final oil recovery and the profitability of the implemented technology. The difficulties of effectively managing the process of development and waterflooding of carbonate fractured reservoirs are also inherent in the correct forecasting of technological indicators, on the reliability of which an adequate assessment of additional production and the resulting technical and economic effect depends. This article discusses the features of predicting the oil production profile during the development of carbonate fields, and also evaluates the possibilities of using various calculation methodologies that can take into account the features of filtration and hydrodynamic processes occurring in double-porosity reservoirs.

Key words: carbonate reservoirs, oil and gas industry, oil, hard-to-recover reserves, oil production.

A. Zhanuzakkyzy, A. Muratova, A. Niyazbayeva, A. Rakhmetullin, G. Chintassova
Atyrau branch LLP «KMG Engineering»

THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING IN MATURE FIELDS

Abstract. This article is devoted to the application of hydraulic fracturing (hereinafter fracking) of low-permeability reservoirs of the Jurassic layers to create artificial and expand natural fractures. The article presents the results of hydraulic fracturing, describes the stages and technology of the event.

Keywords: hydraulic fracturing, technology, efficiency, oilfield, permeability, fracture, Jurassic layers.

Introduction

In mature fields, most oil reserves are difficult to recover because they are associated with low-permeability, poorly drained, heterogeneous and discontinuous reservoirs. One of the effective methods for increasing well productivity and oil recovery rates is hydraulic fracturing.

Hydraulic fracturing is one of the most effective methods of influencing the formation in order to stimulate the development of low-permeability reservoirs. This efficiency is achieved by eliminating the skin factor and increasing the drainage area of the well through the creation of fractures.

The hydraulic fracturing process involves injecting fracturing fluid into production wells at a pressure greater than the fracture pressure of the formation. As a result, cracks form in the near-wellbore zone, serving as additional channels for hydrocarbon filtration and increasing the overall permeability of the formation. To prevent fractures from closing, proppants are added to the fluid to secure the fractures. Various additives may also be included to improve operational efficiency. After hydraulic fracturing, the well's production rate increases sharply, which leads to the productivity restoration. This technology is used not only to extend the life of existing wells, but is also used in the development of new fields.

However, in addition to increasing oil flow rates, the purpose of hydraulic fracturing is to create a stable connection between disconnected lenses containing oil.

Technical aspects

The hydraulic fracturing operation consists of the following sequential stages:

- I. Injection of hydraulic fracturing fluid into the reservoir to create cracks in the formation;
- II. Injection of liquid saturated with proppant;
- III. Pumping of the washing liquid to push the proppant into the cracks that have formed.

There is a significant decrease in oil production rates in mature oil fields. Therefore, hydraulic fracturing operations are planned to increase the efficiency of development. The efficiency of hydraulic fracturing is primarily assessed by increasing the current rate of oil production.

As an illustrative example, the efficiency of fracking at Field X is considered below. This oil field has been developed since 1988, wells penetrate into the Mesozoic-Cenozoic deposits. The geological section includes rocks of the Lower Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous and Neogene-Quaternary systems. The production layers are associated with the Middle Jurassic deposits, which include four consolidated oil zones in the I and II Middle Jurassic layers. The reservoir structure in all productive strata demonstrates identical anticlinal folding, not complicated by any violations. Oil accumulations are classified as stratigraphic and structural reservoirs. These production layers located at a depth of 1,500 m and consist of light (with a density of approximately 0.746 g/cm³) and low-viscosity oil (up to 1.4 MPa·s). A challenging factor is the low permeability of reservoirs, ranging from 1.4 to 47 mD, which is confirmed by core sampling, well testing and

production data, in particular, low flow rates due to poor inflow into wells.

Field application

The field is at a late stage of development, production wells produce relatively low oil production rates, about 2.9 tons/day. Since 1988, only 77% of the proven recoverable reserves have been produced. The total number of drilled wells at the field is 166, of which 86 are in production. The field is being developed using boundary waterflooding to maintain the formation pressure.

This article suggests the use of fracking to intensify oil production. The success of fracking depends on the selection of suitable candidate wells, and the use of optimal fracking technology for each specific well conditions.

The main criteria for the selection of candidates were:

- Current condition of wells (idle, inactive, periodically operated);
- Low production rates (low oil production rates);
- Low level of water cut during the production and low risks of water cut increase after hydraulic fracturing;
- New wells drilled in low-permeability reservoirs.

The fracking technology is performed for the first time throughout the field life. In order to achieve maximum efficiency from hydraulic fracturing, analysis of the current state of production wells was carried out, as a result of which 7 candidate wells were selected. Over the past few years, 7 hydraulic fracturing operations have been carried out at the field, precisely in J-II layer. The expected increase in oil production for 7 wells was 5 tons/day.

All 7 fracking operations considered as successful. For example, at a Well No. 1, the daily oil flow rate increased from 2.0 to 8.4 t/day. The water content of a produced fluid has decreased from 55.3% to 30.8%, and currently the effect remains stable. The production performance data of wells No. 1, 2, 3 and 4 after hydraulic fracturing are shown in Figure 1.

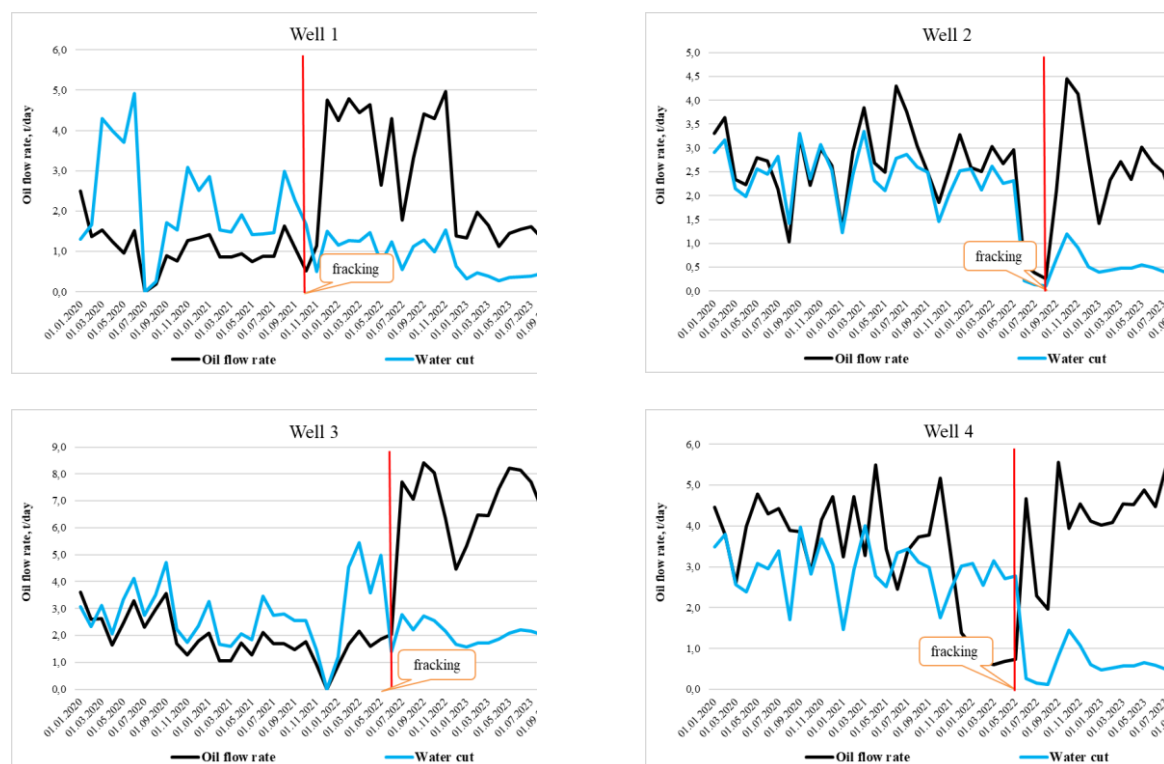


Figure 1. Oil production rates after hydraulic fracturing

In the design process of the application of hydraulic fracturing, the decisive factors are the determination of regional stress, which allows to accurately determine the direction of future fracture without the need for expensive technologies. Figure 2 illustrates the fracture structure after the fracking at a well No. 1.

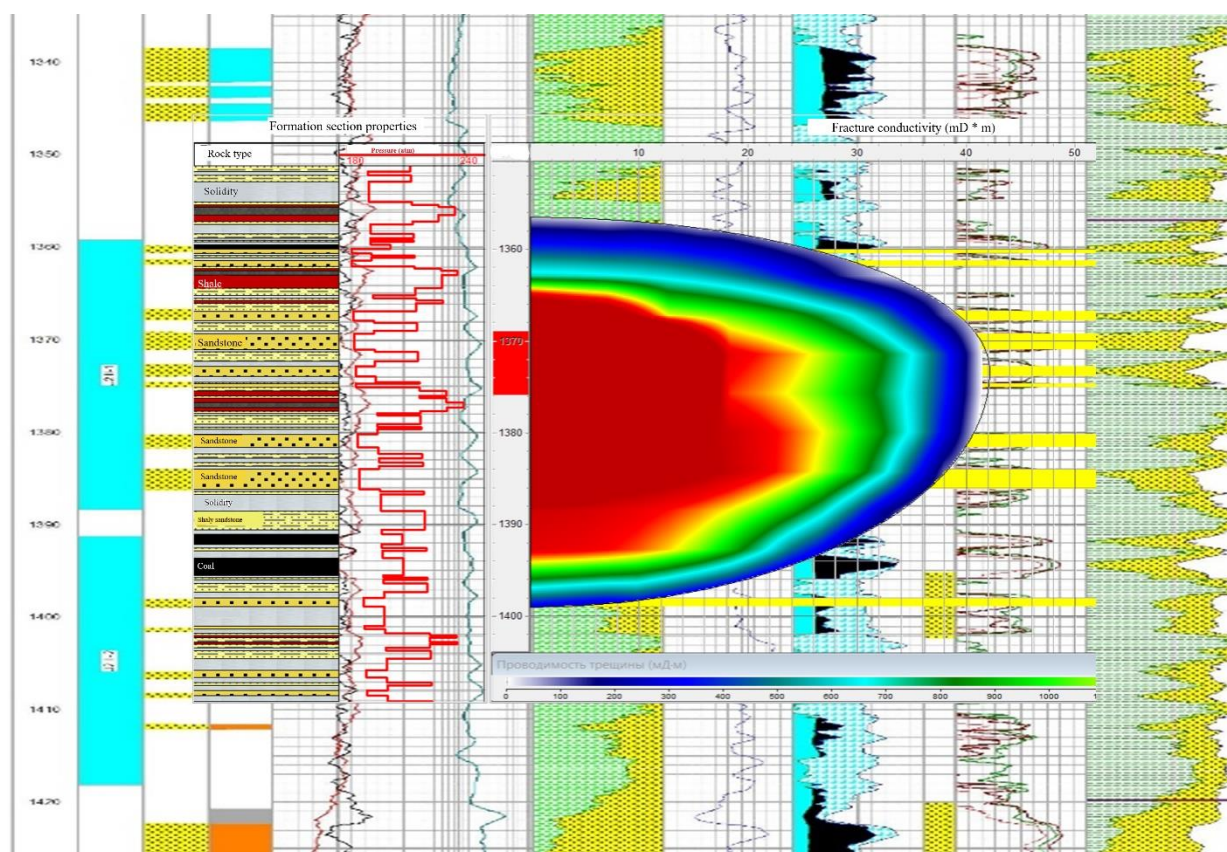


Figure 2. Fracture profile Well No. 1

Results and discussion

As a result of operations carried out at 7 wells, the daily oil flow rate increased from 1.3 to 8.9 tons, while the average oil flow rate increased by 6.2 t/day, which was accompanied by a decrease in water content from 79.6% to 71.1%. Additional cumulative oil production amounted to 5131 tons with an average service life of 206 days. Consequently, the implementation of the additional production plan has reached 71.1%. From the point of view of economic assessment (excluding the costs of oil gathering and transportation, variable and fixed well maintenance costs and taxes), it is obvious that additional oil production led to revenue in the amount of 1,601,289 thousand tenge, while the costs of 7 operations amounted to 350,000 thousand tenge. These overall costs calculation include the price of one hydraulic fracturing operation at the well (the cost of major repairs for well preparation and remediation after hydraulic fracturing) which is 50 000 thousand tenge. Thus, the implementation of hydraulic fracturing at this field turns out to be economically feasible.

Conclusion

The analysis of the efficiency of hydraulic fracturing presented in this article emphasizes that the success of hydraulic fracturing depends on both the technological parameters and the geological characteristics of the reservoir. It was found that the structure of the efficiency distribution correlates with the permeability levels.

Practical experience in this field shows that well flow rates increase significantly, sometimes by several tens. This indicates that previously formed and isolated productive zones are becoming accessible due to fracturing, which leads to increased oil recovery.

Given the above, it can be concluded that in order to mitigate the decline in oil production, it may not be necessary to drill new wells. Instead, a more reasonable approach is to carefully reassess idle wells. It is likely that low-productivity wells subjected to conservation may be profitable for the following reasons because of fracking:

- The existing infrastructure minimizes capital investment, ensuring maximum return at minimum cost.
- These wells may have low water cut, which leads to significantly lower costs for lifting, transportation, processing and wear of underground equipment compared to wells currently in production with high water content.

References

1. Project Development Supplement to the Reservoir Development Plan;
2. T.P. Serikov, G.S. Dubinsky, R.K. Siranov, Z.A. Kuangaliev – "Development and Operation of Oil and Gas Fields," 2009;
3. I.R. Yushkov, G.P. Khizhnyak, P.Yu. Ilyushin – "Development and Operation of Oil and Gas Fields," Perm, 2013;
4. Lysenko V.D. – "Development of Oil Fields (Design and Analysis)," Moscow, "Nedra," 2003;
5. Gimatudinov Sh.K. - "Operation and Technology of Oil and Gas Field Development," Moscow, 1978.

**Ә.Жанұзаққызы, А. М.Мұратова, А. Б.Ниязбаева, Ә.М.Рахметуллин,
Г.М.Чинтасова**

ЖЕТІЛГЕН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ГИДРАВЛИКАЛЫҚ СЫНУДЫ ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІ

Аннотация. Бұл мақала жасанды жарықтар жасау және табиғи жарықтарды кеңейту үшін Юра горизонттарының төмен өткізгіш коллекторларының гидравликалық сынуын (бұдан әрі-ГРП) қолдануға арналған. Мақалада GRP нәтижелері келтірілген, іс-шараның кезеңдері мен технологиялары сипатталған.

Түйінді сөздер: ГРП, технология, тиімділік, кен орны, өткізгіштік, жарықшақ, Юра көкжиектері.

А.Жанұзаққызы, А. Муратова, А. Ниязбаева, А. Рахматуллин, Г. Чинтасова

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Аннотация. Данная статья посвящена применению гидроразрыва пласта (далее ГРП) низкопроницаемых коллекторов юрских пластов для создания искусственных и расширения естественных трещин. В статье представлены результаты гидроразрыва пласта, описаны этапы и технология проведения мероприятия.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, технология, эффективность, нефтяное месторождение, проницаемость, трещиноватость, юрские пласты.

УДК 532.575.5; 681.121
МРНТИ 52.47.27

А.Т.Ерсайн, Д.Т.Ерсайн
Научный руководитель: доктор PhD Сулейменова Р. Т.

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан
E-mail: a.ersain2001@mail.ru

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МНОГОФАЗНЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Аннотация. В течение последнего десятилетия внимание нефтегазовой отрасли мирового масштаба было сосредоточено на разработке, оценке и использовании систем многофазного измерения расхода. Несмотря на создание множества альтернативных систем измерения, ни одну из них невозможно считать всеобщей применимой или универсально точной. В данной статье рассматриваются и анализируются как утвердившиеся, так и новые технологии в рамках данной области, пригодные для измерения расхода газа, нефти и воды в трехфазном потоке. Измерение границ раздела многофазных жидких сред играет ключевую роль в различных отраслях промышленности. Разнообразие контролируемых сред и условий применения расходомеров исключает возможность применения одного универсального физического принципа преобразования. Таким образом, выбор типа расходомера и его принципа действия, как правило, определяется особенностями конкретных контролируемых сред, их состоянием и условиями использования.

Ключевые слова: многофазная среда, расходомер.

Введение. Оборудование для измерения дебита скважин является неотъемлемым элементом ведения контроля над процессом разработки месторождения и осуществления отсечки при увеличении добычи пластовой воды.

В связи с тем, что скважинный флюид может представлять собой сложную многофазную смесь газа, нефти, воды и песка, измерение такого потока является сложной задачей. Недавно были разработаны надежные многофазные расходомеры, что существенно улучшило возможности в этой области. Ранее основным методом было разделение потока на его компоненты в сепараторе, а затем измерение каждой фазы отдельными однофазными расходомерами.

Для измерения дебита скважин используется разнообразное оборудование. Они включают в себя специальные выкидные линии, по которым продукция из отдельных скважин направляется к основному устройству для замера и учета. Также применяются многофазные расходомеры, установленные либо на самой скважине, либо на сборном манифольде. Эти технологии позволяют более точно и эффективно оценивать и учитывать характеристики дебита скважин, что является важным аспектом в контексте управления производственными процессами.

Разновидности измерения многофазных жидких сред. Существуют два подхода к измерению трехфазного потока. При первом подходе измеряются параметры потока, которые являются функциями трех скоростей потока. Например, для определения перепада давления в трубке Вентури, затухания гамма-излучения и полного сопротивления смеси, а также установление взаимосвязи между этими измерениями и расходами соответствующих фаз, потребуются три независимых измерения для установления трех скоростей потока. Эти соотношения не могут быть предсказаны теоретически; следовательно, они должны быть установлены путем калибровки. К сожалению, невозможно настроить измерительную технологию на все условия, в которых она должна применяться, и такой подход не всегда является эффективным.

Второй подход включает измерение основных параметров фазовых скоростей и долей

фазового поперечного сечения (задержек) или величин, которые могут быть однозначно связаны с ними. Для измерения объемных потоков (и, следовательно, массовых потоков) нефти, воды и газа в трубе необходимо установить три средние скорости и три поперечных сечения фаз. Следовательно, требуется пять измерений (три скорости и две доли фазы — третья доля фазы получается путем разности между единицей и суммой двух измеренных величин). Разделение или гомогенизация могут снизить эти требования к измерениям. Благодаря разделению фаз отпадает необходимость в измерениях задержки в поперечном сечении, и три объемных расхода могут быть установлены с помощью обычной технологии однофазного дозирования. Однако во многих случаях разделение фаз является дорогостоящим и труднодостижимым. Требование к измерению также может быть уменьшено до трех, если скорости уравнивать путем гомогенизации смеси. Этот метод является гораздо более экономичным вариантом. Однако диапазон, в котором может быть достигнута удовлетворительная гомогенизация, всегда ограничен (например, это менее осуществимо при очень высоких фракциях газа).

В двухэнергетической гамма-денситометрии используется источник гамма-излучения (или источники) с различной энергией. Можно определить объемное содержание трех фаз, и эти измерения могут быть объединены с измерениями скорости для получения требуемых скоростей фазового потока. Проблемы, связанные с этим методом, включают экранирование, затухание источника, усреднение по поперечному сечению, фундаментальные статистические неточности, ограничения в оборудовании обнаружения, эффекты изменения солености воды и обычные проблемы эксплуатации сложной электроники для подводных применений. Тем не менее, работа по разработке этого метода сделала его достаточно надежным и эффективным средством измерения.

Электрическое сопротивление и микроволны используются во многих коммерческих системах измерения многофазного потока. Основная трудность в этих методах заключается в том, что отклик метода зависит от конфигурации потока. Даже в двухфазных потоках существуют существенные различия в импедансе (для данной доли газовой фазы), например, между пузырьковым, капельным и кольцевым потоками. Для режимов трехфазного потока эти трудности усугубляются наличием третьей фазы. Несмотря на заявленный успех, общая применимость таких устройств должна считаться сомнительной. Возможно, удастся добиться улучшений в импедансном методе с помощью методов томографии, но этот метод, вероятно, будет дорогостоящим, и он еще недостаточно хорошо зарекомендовал себя для трехфазного потока. Другим недостатком диэлектрических измерений является то, что они подвержены влиянию непрерывной фазы и плохо работают в области инверсии (обычно от 40 до 60% обводненности).

Измерение при помощи перепада давления используется для измерения однофазного и многофазного расхода. Наиболее часто используемым устройством для многофазных потоков является трубка Вентури, но иногда используются и другие устройства, такие как отверстия или дроссели. Как правило, реакция таких устройств на многофазные потоки зависит от условий потока выше по потоку. Эффективная вязкость жидкости зависит от непрерывной фазы, фракции дисперсной фазы и степени их смешивания. Повышенная вязкость потока увеличивает перепад давления в расходомере и может повлиять на расчет скорости потока. Не существует общих соотношений для перепада давления между устройствами и другими устройствами с многофазным потоком. Наилучший подход — попытаться приблизиться как можно ближе к однородному потоку.

Корреляция между сигналами, полученными в двух точках вдоль канала, используется в нескольких системах измерения многофазного расхода. Таким образом, пик в функции взаимной корреляции между двумя измерениями представляет собой “время прохождения” элемента потока между двумя положениями измерения. Методы измерения, к которым может быть применен этот метод, включают перепад давления, электрическое сопротивление, гамма-затухание и акустическую передачу. Хотя метод взаимной корреляции имеет преимущество в непосредственном измерении скорости (и,

следовательно, не так сильно зависит от калибровки), необходимо решить ряд проблем. Наиболее важным является то, что для измерения скорости требуется четкая характеристика потока. Почти всегда этой характеристикой потока является шлам. Устройства измерения перепада давления, гамма-излучения или электрического сопротивления легко обнаруживают шлам. Таким образом, можно определить их скорость. Проблема здесь заключается в том, чтобы с достаточной точностью соотнести эту скорость со скоростью жидкости. Взаимосвязь между скоростью шлама и скоростью жидкости очень сложна и особенно важна в точке инверсии фаз в трехфазных системах.

Современные многофазные расходомеры. На данный момент наибольшую популярность получили многофазные расходомеры компании Agar, Schlumberger, Emerson, и Pietro Fiorentini.

Многофазный расходомер Agar MPFM-50 представляет собой компактный многофазный расходомер, который может с точностью измерить расход нефти, воды и газа без разделения. Он сочетает в себе кориолисовый расходомер (а) и традиционные приборы измерения расхода, такие как Agar OW-200 датчик расхода воды (b), Agar ID-201 датчик определения границ раздела фаз (c), расходомер с двойными трубками вентури (d) и датчики давления (e) (рис. 1). Его точность измерения во всем диапазоне объемной доли газа равна 0-100%, включая режим влажного газа 95-100%. Он способен измерять среды с обводненностью в диапазоне от 0 до 100% и не подвержен влиянию режимов потока. Многофазный расходомер AGAR MPFM-50 устраняет необходимость в дорогостоящем вспомогательном оборудовании, таком как фазоразделители, клапаны и насосы для измерения расхода. Он полностью автономен и компактен для использования в суровых полевых условиях и может быть легко установлен на прицепе для портативного обслуживания. Также он доступен в трех модификациях в зависимости от температуры среды, которую будет измерять: стандартная модель (от 0°C до 100°C), и модель, используемая для сред с высокими температурами до 232°C и до 300°C.

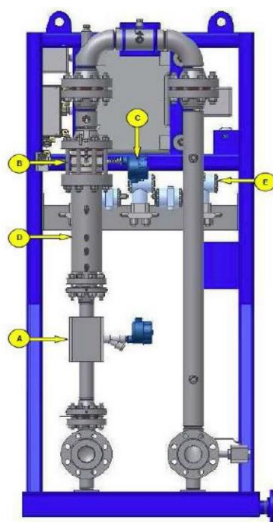


Рисунок 1. Схема многофазного расходомера MPFM-50

Компания Schlumberger может предложить многофазный расходомер Vx Spectra который может обеспечить высокоточное измерение расхода многофазного потока в любом режиме многофазного потока, независимо от состава, эмульсий или вспенивания, а также в типах жидкостей - от тяжелой нефти до влажного газа. Расходомер Vx Spectra оснащен трубкой Вентури (рис. 2) размер горловины которого в 5 раз больше самой трубки, расширяющий рабочий диапазон, позволяет проводить точные измерения при более низких расходах в широком диапазоне производственных условий, вплоть до высокодебитных нефтяных и мокрых газовых скважин. Непрерывные измерения происходят каждые 22

миллисекунды в режиме реального времени. Гамма-фракциомер с источником Ba133 и детектором SMART, встроенный в расходомер, предоставляет полную спектроскопию по элементному и молекулярному составу продукта. Благодаря меньшей занимаемой площади, упрощенному техническому обслуживанию и возможности работать без дополнительной подготовки жидкости расходомер может измерять добычу на нескольких скважинах, контролируя производительность отдельных скважин, а также предоставляя исчерпывающие данные о добыче на месторождении. С помощью расходомера Vx Spectra изменения в поведении скважины, вождении, добыче воды, твердых веществах или составе могут быть немедленно замечены и использованы для определения дальнейших действий. Легкий и компактный расходомер Vx Spectra не имеет движущихся частей, что значительно сокращает площадь, соединения и клапаны, а также не требует особого технического обслуживания. При использовании для замены сепараторов это упрощает конструкцию колодезной площадки и снижает эксплуатационные расходы.

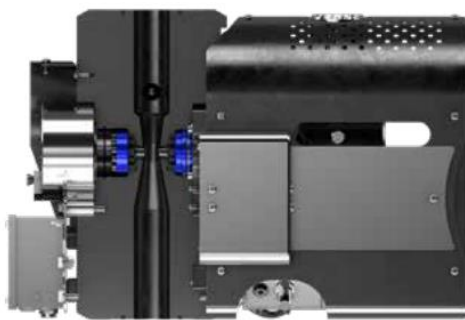


Рисунок 2. Многофазный расходомер Vx Spectra

Многофазный расходомер Roxar 2600 (рис. 3) компании Emerson предоставлен в трех модификациях: стандартная, основанная на измерении импеданса, модель с измерением перепада давления по трубке вентури и модель с гамма-плотномером. При определении состава многофазного потока измеряется импеданс, включающий электрическую ёмкость и проводимость, а также давление и температура. Определение скорости выполняется одним из двух методов в зависимости от газосодержания: корреляционным или с помощью трубы Вентури. Выбор метода осуществляется автоматически. При конфигурировании в расходомер вводят информацию о свойствах измеряемой среды – плотности нефти/воды/газа, диэлектрической проницаемости нефти, электропроводности воды, таблицы PVT-свойств нефти. Для измерений плотности многофазного потока измеряемой среды возможна дополнительная комплектация расходомера гамма-плотномером. Многофазный расходомер Roxar 2600 поставляется в стандартной комплектации с программным обеспечением Rapid Adaptive Measurement core.



Рисунок 3. Многофазный расходомер Roxar 2600 MPFM

Расходомер модели TOTEM (рис. 4) производителя Pietro Fiorentini работает в любых условиях потока, независимо от состава фаз. Эта модель сочетает в себе все доступные сенсорные технологии измерения многофазной среды компании: дифференциальное давление Вентури, импеданс, фазовую скорость, обводненность и гамма модуль (только для радиоактивной модели). Расходомер может поставляться в подогреваемом теплоизолированном блок-боксе или в комплекте с солнцезащитным навесом. Работает расходомер в диапазоне объемного содержания свободного газа в измеряемой среде от 0 до 100%, и в диапазоне объемного влагосодержания сырой нефти от 0 до 100%. При температуре окружающей среды ниже -20°C расходомер должен быть установлен внутри подогреваемого блок-бокса. Если температура поверхности расходомера выше $+70^{\circ}\text{C}$ из-за солнечного излучения, расходомер должен быть снабжен солнцезащитным навесом.



Рисунок 4. Многофазный расходомер TOTEM

Заключение. Рассмотренные в статье системы многофазного измерения потока в настоящее время широко используются на групповых замерных установках (табл. 1).

Таблица 1 - Сравнительная таблица основных характеристик расходомеров

	MPFM-50	Vx Spectra	Roxar 2600	TOTEM
Диапазон измерения обводненности, %	0-100	0-100	0-100	0-100
Диапазон измерения объемной доли газа, %	0-100	0-100	0-98	0-100
Давление рабочей среды, МПа, не более	34,5	34,5	34,5	34,5
Температура измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}$	$-40 \dots 60$	$-40 \dots +121$	$0 \dots 130$	$-29 \dots +120$
Пределы допускаемой погрешности измерений	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$

Результативность функционирования автоматизированных систем для подготовки и учета нефти в значительной степени определяется точностью и скоростью процесса разделения сложных многофазных смесей на отдельные однородные компоненты. Это включает последующее измерение объема каждого компонента в пределах каждого слоя, а также определение их обводненности.

Список литературы

1. Махмуд Мерибут, Абдель Вахид Азизи, Набиль Гандур, Набиль Харуа, Лайес Хеззар, Эсра Алхосани, Многофазные расходомеры для нефтегазовой промышленности // Measurements. – 2020. – Т. 165.
2. Корпорация Agar, MPFM 50 брошюра, 2023.
3. Полевой многофазный расходомер Vx Spectra, брошюра, 2023
4. Руководство по эксплуатации, Многофазный расходомер Roxar 2600, 2019.
5. Расходомеры многофазные Pietro Fiorentini, брошюра, 2023.

А.Т.Ерсайн, Д.Т.Ерсайн

Ғылыми жетекші: PhD доктор, МГФ декані Сулейменова Р. Т.

ЗАМАНУИ КӨП ФАЗАЛЫ ШЫҒЫН ӨЛШЕГІШТЕРГЕ ШОЛУ

Аннотация. Соңғы онжылдықта әлемдік ауқымдағы мұнай-газ саласының назары көп фазалы ағынды өлшеу жүйелерін әзірлеуге, бағалауға және пайдалануға бағытталды. Көптеген балама өлшеу жүйелерін құруға қарамастан, олардың ешқайсысын жалпыға бірдей немесе әмбебап дәл деп санауға болмайды. Бұл мақалада үш фазалы ағындағы газ, мұнай және су шығынын өлшеуге жарамды осы саладағы қалыптасқан және жаңа технологиялар қарастырылады және талданады. Көп фазалы сұйық орталардың интерфейстерін өлшеу әр түрлі салаларда шешуші рөл атқарады. Бақыланатын орталардың әртүрлілігі және шығын өлшегіштерді қолдану шарттары түрлендірудің бір әмбебап физикалық принципін қолдану мүмкіндігін жоққа шығарады. Осылайша, шығын өлшегіштің түрін және оның жұмыс принципін таңдау, әдетте, белгілі бір бақыланатын орталардың ерекшеліктерімен, олардың күйімен және пайдалану шарттарымен анықталады.

Түйін сөздер: көп фазалы орта, шығын өлшегіш.

A.T.Yersain, D.T.Yersain

Scientific supervisor: PhD, Dean of OGF Suleimenova R. T.

OVERVIEW OF MODERN MULTIPHASE FLOW METERS

Annotation. Over the past decade, the global oil and gas industry has focused on the development, evaluation and use of multiphase flow measurement systems. Despite the creation of many alternative measurement systems, none of them can be considered universally applicable or universally accurate. This article discusses and analyzes both established and new technologies in the field suitable for measuring the flow of gas, oil and water in a three-phase flow. The measurement of the interface of multiphase liquid media plays a key role in various industries. The variety of controlled media and conditions of application of flowmeters excludes the possibility of applying one universal physical principle of conversion. Thus, the choice of the type of flow meter and its principle of operation is usually determined by the characteristics of specific controlled media, their condition and conditions of use.

Keywords: multiphase environment, flow meter.

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

А.Саркұлов

Атырауский университет нефти и газа им. С.Утебаева, Атырау, Казахстан

E-mail: aibek.sarka@gmail.com

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ, ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК

Аннотация: Полимерное заводнение является технологией увеличения нефтеотдачи за счет повышения эффективности охвата пласта процессом вытеснения. В статье описывается методика теоретической оценки, разработки проектов и реализации и наблюдения за процессом полимерного заводнения на месторождении Восточный Молдабек.

Ключевые слова: добыча нефти, повышение нефтеотдачи пластов, полимерное заводнение.

Использование полимерных растворов для повышения объемного охвата вытеснением, основанным на снижении коэффициентов подвижности в процессе заводнения, стало стандартной практикой в эксплуатации различных нефтяных месторождений. Подвижность полимерных растворов зависит от факторов, таких как концентрация полимера, тип и размер молекулы, соленость воды, водородный показатель, капиллярные свойства породы и тип необработанной нефти. Процесс полимерного заводнения является более эффективным в случае с неоднородными месторождениями, содержащими сырую нефть умеренной вязкости [1]. Данное время наблюдается тенденция к стремительному росту количества «стареющих» нефтяных месторождений и, соответственно, резкому снижению уровня добычи нефти на данных месторождениях, сопряженному со значительным повышением обводненности. Кроме того, можно отметить значительное уменьшение уровня восполнения запасов нефти за счет введения в разработку новых гигантских месторождений, что связано с различными трудностями проведения геологоразведочных мероприятий. Поэтому нефтедобывающие компании вынуждены обратить внимание на уже существующие и разрабатываемые месторождения. При этом фактическое процентное содержание углеводородов, оставшихся в пласте после применения так называемых вторичных методов повышения нефтеотдачи, составляет до 65 % [2].

В настоящее время полимерное заводнение для повышения нефтеотдачи используется при разработке нефтяных месторождений, и эффективность утвержденных на сегодняшний день проектных решений оценивается с учетом имеющихся представлений о геологическом строении и новой информации о геологических и промысловых характеристиках добывающих залежей на месторождении [3].

Причина пересчета запасов только юрского горизонта заключается в том, что разработка мелового пласта, характеризующегося высокой вязкостью нефти, является осложняющим фактором. Из-за высокой вязкости нефти дебиты скважин I и II эксплуатационных объектов находятся на уровне 1-1,5 тонны в сутки. При таком коэффициенте использования добывающих скважин невозможно достичь утвержденных значений КИН по меловым отложениям, а также обоснованно разработать все извлекаемые запасы нефти. Меловой эксплуатационный пласт вместе с его утверждением потребует фундаментальных изменений в системе разработки. В связи с этим до подготовки полномасштабного проектного документа по меловому пласту необходимо провести большое количество лабораторных работ и опытно-промышленных испытаний по разработке месторождений высоковязкой нефти. Данный проект по обоснованию применения полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов основан на необходимости комплексного изучения результатов [4].

Нефтяное месторождение Восточный Молдабек расположено в Кизилкогинском

районе Атырауской области. Промышленная разработка этого месторождения началась в 1999 году. Оценки запасов нефти, газа и попутного газа по месторождению Молдабек-Котиртас были утверждены в 1991 году.

Результаты анализа исследований показывают, что состав и свойства нефти в поверхностных условиях пластов схожи, параметры изменяются в одном и том же диапазоне.

По содержанию серы нефти продуктивных меловых и юрских пластов варьируют в пределах 0,22-0,59% и 0,08-0,55% масс. соответственно. Нефти всех пластов относятся к малосернистым и относятся к первому классу. Плотность поверхностных нефтей меловых и юрских пластов в целом колеблется в одном диапазоне и относится к тяжелым нефтям класса 3. Средняя плотность составляет 889,4 кг/м³, а содержание парафина в меловых и юрских пластах колеблется в широких пределах - от 0,04 до 5,1 мас. % и от 0,05 до 2,42 мас. % соответственно. Согласно средним значениям, поверхностные нефти всех формаций являются низкопарафинистыми-парафинистыми.

Все продуктивные нефти имеют низкое содержание смол. Среднее содержание смол колеблется от 6,3 до 14,7 мас. Нефтяной запас месторождения Восточный Молдабек показано в таблице 1.

Таблица 1. Нефтяной запас месторождения Восточный Молдабек

	Категория	Геологические	Извлекаемые
Нефть тыс. т	C ₁	20514	5989
Нефть тыс. т	C ₂	3636	726,9

Фонд скважин на участке Восточный Мордабек насчитывает 535 скважин, из которых 350 добывающих, 110 нагнетательных, 4 мониторинговых, 40 заброшенных, 3 водозаборных и 28 консервационных скважин [5].

В процессе разработки месторождения необходимо провести комплексное исследование, чтобы оценить эффективность принятой системы разработки и разработать меры по ее совершенствованию.

В соответствии с действующими правилами разработки месторождений контроль разработки проводится с целью оценки эффективности принятой общей системы разработки и отдельных технических мероприятий по ее внедрению и регулированию, получения необходимой информации для регулирования процесса разработки и выработки рекомендаций по дальнейшему совершенствованию.

Для управления разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинных установок на месторождении Восточный Мордабек предлагаются следующие основные виды исследований

- промысловые исследования;
- промыслово-геофизические исследования скважин;
- гидродинамические исследования ствола скважины;
- физико-химические исследования свойств нефти;
- физико-химические исследования попутных вод.

Вид исследований по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на Восточно-Мордабекском нефтяном месторождении определяется на основании нормативных требований и в соответствии с методическими рекомендациями по подготовке основных проектных документов, анализов разработки и других материалов в соответствии с приказом № 329 от 24 августа 2018 года Министерства энергетики Республики Казахстан. Систематические исследования будут проводиться с определенной периодичностью на действующих добывающих скважинах.

Для оценки эффективности мероприятий необходимо провести разовые исследования на новых скважинах, переведенных из бурения в добычу, скважинах, переведенных из

бездействия в добычу, и скважинах, которые планируется перебурить до или после проведения мероприятий.

Контроль пластового давления - один из важнейших вопросов управления разработкой нефтяных месторождений. В соответствии с требованиями контроля пластового давления, измерения давления в скважине должны быть репрезентативными, но при этом максимально снижать потери добычи. Температура и давление в пласте должны измеряться одновременно.

Замеры пластового давления должны проводиться в виде разовых исследований для всех скважин, вскрывших продуктивные пласты после восстановления после бурения или капитального ремонта, и систематически, не реже одного раза в шесть месяцев, для скважин, находящихся в эксплуатации. Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны определяться с помощью глубинных манометров.

Пластовое давление определяется по статическим измерениям уровня из-за отсутствия технических возможностей для прямого измерения глубиномерами в насосных скважинах.

Лаборатория петрофизики горных пород Института Каспиймунайгаз провела оценку и научную демонстрацию применения полимеров для борьбы с обводнением. Цель данного отчета - оценить коэффициенты вытеснения воды и нефти полимерами в образцах керна и выбрать перспективные участки для реализации пилотного проекта по полимерному заводнению. Объектом полимерного заводнения на месторождении являются меловые отложения.

Модель пластовой воды и нефти была разработана на основе химического состава пластовой воды и физико-химических параметров пластовой нефти с использованием типов солей и состава минерального масла. Параметры пластовой воды и необходимое количество солей приведены в таблице 2.

Таблица 2. Необходимое количество солей для изготовления модели пластовой воды

Горизонт	Содержание ионов (мг/л)					
	HCO ₃ '	Br	Cl'	Na'+K'	Ca''	Mg''
М-II	256	14,5	83437	46856	2906	2128

Для создания модели пластового масла использовались минеральные масла WX-68, WX-32 и ISOPAR-M с известными параметрами. Была задана вязкость нефти, необходимая для условий и температуры пласта, и нефть была рассчитана из двух нефтей с разной вязкостью в процентном соотношении.

Вязкость нефти 130 сП была получена при температуре 200°C для мелового горизонта М-II на данном месторождении.

Из всех полимеров, исследованных на этом месторождении, полимер Flopat 5115VHM оказался наиболее подходящим для измерения высокой растворимости и вязкости. Этот полимер в концентрации 2000 ppm был рекомендован для дальнейшего применения.

Фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов с использованием модели пластовой воды, нефти и полимеров измерялись с помощью аппарата для двухфазной вертикальной фильтрации. Прибор был разработан для исследования профилей насыщенности при фильтрации двухфазного потока в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя среднюю насыщенность как функцию длины керна и дискретные точки вдоль керна как функцию времени.

Последовательность эксперимента следующая:

- насытить образец 100%-ной водой и провести дальнейшее сканирование для получения базовой линии воды;
- полупроницаемая мембрана для получения остаточного водонасыщения, затем

насыщение образца моделью пластовой нефти;

- сканирование образцов в процессе вытеснения нефти водой;
- извлечение и обратное насыщение пластовой нефти;
- сканирование образцов, насыщенных нефтью на 100% ("базовое сканирование" нефти).

В ходе эксперимента для расчета скорости просачивания использовались различные режимы при различной насыщенности модели образца, что также позволило получить важную информацию о свойствах пород пласта.

Обосновав применение полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи на месторождении Восточный Мордабек, можно сделать вывод, что полимерное заводнение является эффективным методом на месторождении Восточный Мордабек для повышения эффективности добычи нефти и достижения максимального извлечения извлекаемых запасов.

За период анализа в пластовых условиях было отобрано и исследовано 19 проб нефти, одна из которых исследовалась совместно с пластом Ю-VI+Ю-VII; в поверхностных условиях было отобрано и исследовано 22 пробы нефти, четыре из которых исследовались совместно с продуктивным пластом; для 11 проб были изучены характер и состав газа, растворенного в нефти на дату анализа. исследованы характер и состав газа, растворенного в нефти на дату анализа. Результаты анализа глубинных и рекомбинированных проб показали, что в свойствах пластовой нефти имеются некоторые расхождения, заниженные значения газосодержания и других ключевых параметров. Это связано с изучением рекомбинантных образцов с параметрами, имеющими заранее заданные значения (термонапорные условия).

Образцы керна были отобраны из 46 скважин, в том числе 18 разведочных, 25 добывающих и 3 оценочных. Из 32 скважин было отобрано 647 образцов керна, которые были проанализированы по разрезам, включая участки между горизонтальными пластами. Из них 545 образцов были проанализированы в пределах продуктивных пластов всех скважин. Из них количество кондиционных образцов, соответствующих продуктивным пластам и эффективным толщинам, составило 366 и 321 соответственно.

Для определения параметров фильтрации пласта и управления разработкой продуктивных пластов на месторождении были проведены исследования с установившимся режимом фильтрации (УРФ) и не установившимся режимом фильтрации (УРФ, НУФ). За анализируемый период на месторождении было проведено 92 гидродинамическое исследование.

По состоянию на данное время накопленная добыча нефти по всему месторождению составила 6501,1 тыс. т, жидкости - 20757,8 тыс. т, растворенного газа - 6293,8 тыс. м³, закачка - 19515,1 тыс. м³, отбор от начальных извлекаемых запасов - 23,8%.

По состоянию на дату составления отчета коэффициент извлечения нефти по всему месторождению составляет 0,082 доли, коэффициент выработанности извлекаемых запасов - 23,8%.

Проведена ревизия фонда добывающих и нагнетательных скважин на всех объектах, по результатам которой составлена целевая программа геолого-технических работ.

Список литературы

1. Al Kalbani H., Mandhari M.S., Al-Hadrami H., et al. Treating Back Produced Polymer to Enable Use of Conventional Water Treatment Technologies. Paper SPE 169719 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 31 March – 2 April 2014.
2. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Polymer Flooding: Establishing Specifications for Dissolved Oxygen and Iron in Injection Water. Paper SPE179614 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016.
3. Morel D.C., Zaugg E., Jouenne S., et al. Dalia/Camelina Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results. Paper SPE 174699

presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.

4. Sheng, J. Modern chemical enhanced oil recovery – Theory and practice. Oxford: Elsevier. 2011.

5. Шубин А.С. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай. – Самара, 2002. – С. 15-21

А.Сарқұлов

ШЫҒЫС МОЛДАБЕК КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІН АРТТЫРУ ҮШІН ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ НЕГІЗДЕМЕСІ

Аннотация. Полимерлі су басу технологиясы – ығыстыру процесі арқылы қабаттардың тиімділігін арттыру арқылы мұнай беруді арттыру болып табылады. Мақалада «Шығыс Молдабек» кен орнындағы полимерді су басу процесін теориялық бағалау, жобаны әзірлеу және іске асыру және бақылау әдістемесі сипатталған.

Түйінді сөздер: мұнай өндіру, мұнай беруді жоғарылату, полимерді тасқындау.

A.Sarkulov

SUBSTANTIATION OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY AT THE EAST MOLDABEK FIELD

Abstract. Polymer flooding is a technology for increasing oil recovery by increasing the efficiency of reservoir sweep by the displacement process. The article describes the methodology for theoretical assessment, project development and implementation and monitoring of the polymer flooding process at the East Moldabek field.

Key words: oil production, enhanced oil recovery, polymer flooding.

УДК 622.276
МРНТИ 38.53.00

A.B.Zinollaev, A.S.Mailybaev, A.A.Amaniyazov, K.E.Sadykbek, A.B.Niyazbaeva
Atyrau branch LLP «KMG Engineering»

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELL OPERATION AT X FIELD UNDER HIGH VISCOSITY CONDITIONS ON M-I HORIZON

Abstract. Due to the growth hard-to-recover deposits share, the urgency of solving the issue of optimal development of such deposits is increasing every year. This paper discusses the efficiency of such technology as drilling horizontal wells at X field under high viscosity conditions to enhance field development and increase the coverage area of oil deposits.

Key words: field, oil, productive formation, viscosity, horizontal well, recovery factor, efficiency.

Introduction

From the middle of the 20th century, horizontal well (HW) drilling technology provided such opportunities in field development as greater coverage of oil deposits and an increase in the pace of development process.

New technologies based on the use of HW have significantly changed the theory and practice of global hydrocarbon production. Production rates of horizontal wells with high length borehole increased significantly, due to which it became possible to exploit fields with wider well

spacing, reduce pressure drawdowns on productive formations, and increase the duration of the water-free period of well operation.

Analyzing the global practices of drilling horizontal and vertical wells, it can be noted that the cost of drilling of 1 m of the horizontal well section is 25-40% higher than drilling of 1 m of the vertical well, while the flow rates are on average 5.5 times higher than in vertical wells. In addition, HW possesses the following advantages:

- involvement of hard-to-recover oil deposits into development process;
- primary increase in oil recovery factor;
- reduction of the formation of water and gas coning due to a decrease in pressure drawdown at a given flow rate, thereby time reduction for repair works in future;
- optimization of total number of wells in fields;
- reduction of pressure drop around the wellbore;
- increases of the water-free period of well operation and the development period of oil and gas fields.

However, there are several difficulties during the construction of HW that require further research when introducing the technology:

- specific viscosity of fluids and the limited thickness of the formation change the nature of mud filtrate penetration into the formation;
- heterogeneity of permeability along the horizontal wellbore increases differentiation by specific inflow;
- difficulties in carrying out complex hydrodynamic and geotechnical studies in horizontal wellbore;
- local disturbances of formation during completion affects the productivity of horizontal wells.

In other words, HW like any new technology appears to be expensive, but the high price is compensated by an increase in hydrocarbon production.

According to the experience of oil fields development in Atyrau oil region, HW drilling has repeatedly confirmed its effectiveness, especially in fields with high viscous oil, which significantly increases the life of such fields by involving hard-to-recover hydrocarbon reserves, thereby greatly exceeding productivity of drilling vertical well.

This paper discusses the efficiency of using HW drilling in the development of high-viscosity chalk deposits, as well as comparison with conventional vertical wells.

Horizontal well was successfully drilled at M-I horizon of X oil field with horizontal wellbore reaching 840 m. Over the last 2 years, 9 horizontal wells have been drilled at the field, taking into account the one already mentioned, with horizontal section length varying from 718 to 1066 m.

Horizontal wells efficiency at X field

X oil field located in the southeastern part of the Caspian basin in the Atyrau interfluvium has been in industrial development since 1998. The deposit itself is confined to a salt-dome structure of a hidden intrusion type, which has two wings - the North-Western and South-East wings, while the south-eastern part of the structure is complicated by a salt overhang.

As a result of prospecting and exploration and, subsequently, production drilling, 3 oil-bearing horizons, 2 chalk horizons in the Cretaceous and 8 oil and gas horizons in the Jurassic deposits were identified. В результате поисково-разведочного и, в дальнейшем, эксплуатационного бурения были выявлены 3 нефтеносных, 2 меловых горизонтов в меловых и 8 нефтегазовых горизонтов в юрских отложениях.

The oil of X field is characterized as heavy, ultra-viscous, low-sulfur, low-paraffin and low-resin. As of October 1, 2023, 7649.2 thousand tons of oil are produced from the field, which is equal to 26.4% of the initial recoverable reserves. The current oil recovery factor value is 0.094 units.

As mentioned earlier, over the past 2 years, 9 horizontal wells were drilled at X field, including one of the last wells drilled on M-I horizon, which has a horizontal trunk length of 840 m

(well 68), which is the longest well developing Cretaceous deposits. Figure 1 shows a model of the reservoir penetration profile of horizontal well 68 above the OWC.

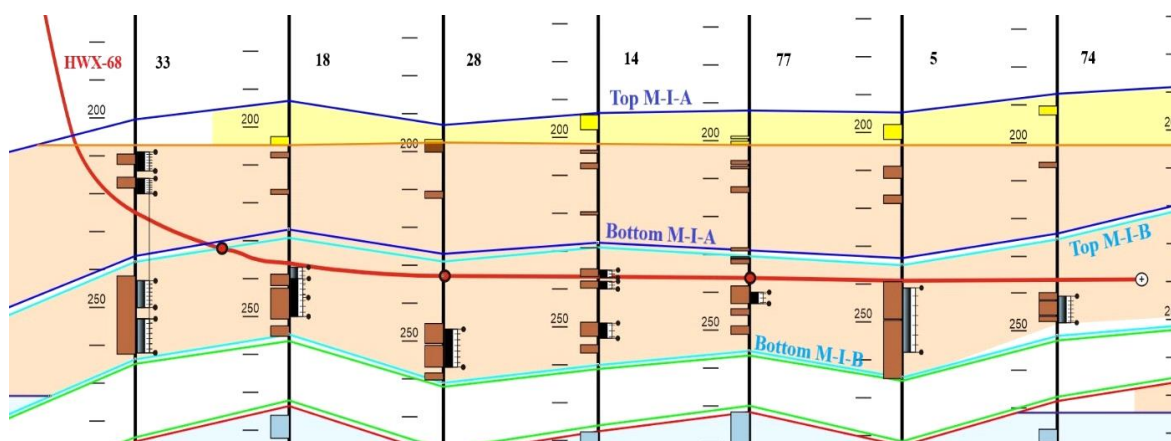


Fig. 1 - Reservoir penetration profile of horizontal well 68 above the OWC

9 horizontal wells were placed on production in the period 2021-2023 at the field. Table 1 presents the initial and current parameters of horizontal wells. Due to high oil flow rate, well 41 reached the highest value of cumulative oil production. The newly commissioned well 68 also showed good results.

Table 1 – Initial and current parameters of horizontal wells

№	Commissioning date	Horizon	Object	Cumulative oil production, 10 ³ tons	Oil flow rate, tons per day		Water-cut, %		Horizontal trunk length, m
					Initial	Current	Initial	Current	
68	01.04.2023	M-I-B	I	2,6	10,7	17,7	13,4	19,0	840
67	01.11.2021	M-II	II	5,5	0,7	7,5	0,0	32,7	718
38	01.12.2021	M-III	III	3,8	2,0	5,8	23,3	60,9	846
40	01.10.2021	J-I	III	3,1	24,2	5,6	17,6	77,1	732
41	01.11.2021	J-VI-B	VI	17,9	27,3	29,2	34,4	54,2	1066
44	01.04.2022	J-IV	V	12,4	8,5	19,9	75,7	39,4	960
47	01.07.2022	J-II-A	IV	8,5	6,1	7,5	73,2	86,1	831
55	01.09.2022	J-III	III	1,1	1,0	1,3	96,3	84,9	752
56	01.09.2022	J-I	III	0,3	7,5	0,7	26,5	94,1	808

*current parameters are of the date of 01.10.2023

Figure 2 shows the ratio of oil production for 6 months in the period of April to September 2023, since in order to correctly determine the ratio of oil production from horizontal and vertical wells, the date of commissioning of the last horizontal well 68 was taken as starting point. It can be seen that the production of horizontal wells accounts for 45% of the total production, regarding that as of October 1, 2023, there are 119. vertical and 39 horizontal production wells. This ratio clearly demonstrates the efficiency of horizontal wells operating with high oil flow rate relative to vertical wells, while the average flow rate of vertical wells equals to 4 tons per day.

Oil production ratio VW and HW for 6 months of 2023 from April to September

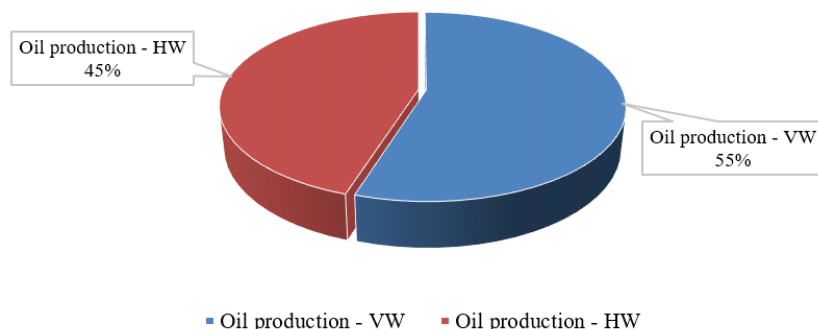


Fig. 2 – Ratio of oil production of vertical and horizontal wells for the second half of 2023

As noted earlier, there are 1 return and 6 main development objects at X oil field. Of all the development objects, Cretaceous horizons having the highest viscosity index are included in the first development object with average viscosity of 377.6 mPa*s. To show the effectiveness of horizontal wells in complicated fluid conditions, a comparison of the dynamics of oil flow rates is presented for new vertical wells 28, 84, which were commissioned in 2022, and for new horizontal well 68.

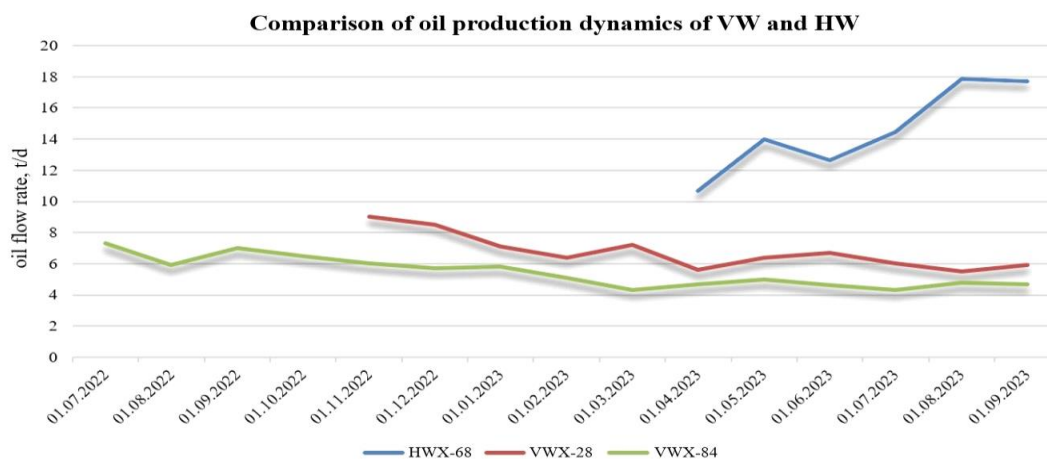


Fig. 3 – Comparison of the dynamics of oil production of vertical and horizontal wells

Vertical wells 84 and 24 were put in production in July 2022 and November 2022 respectively. All presented wells operate on Cretaceous horizons, namely on M-II (II object) and the previously mentioned well 68 on M-I (I object). Based on the dynamics, it can be seen that initial flow rates of vertical wells are 7.3 and 9 tons per day, respectively, while for horizontal wells it is 10.7 tons per day. Cumulative oil production of two wells equals to 2.1 and 2.4 thousand tons respectively, and for the horizontal well, considering the relatively late commissioning, it amounted to 2.6 thousand tons, in other words, the production of well 68 shows the best indicator for a short period of operation, also considering that the conditions for developing object I are more complicated than those of object II, due to its complicated petrophysical and fluid systems. Jumps in the dynamics of peaks are associated with intermediate work of wells and a change in pump operating mode.

Table 2 shows a comparison of the initial and current parameters of vertical and horizontal wells.

Table 2 – Comparison of the initial and current parameters of vertical and horizontal wells

№	Commissioning date	Horizon	Cumulative oil production, 10 ³ tons	Net pay zone, m	Oil flow rate, tons per day		Water-cut, %		BHP, bar	Well type
					Initial	Current	Initial	Current		
68	01.10.2020	M-I-B	2,6	878	10,7	17,7	13,4	19,0	42,8	ГС
28	01.04.2020	M-II	2,1	6,5	9,0	5,9	24,1	41,6	30,4	BC
84	03.11.2019	M-II	2,4	10,3	7,3	4,7	28,7	47,3	36,3	BC

*current parameters are of the date of 01.10.2023

The commissioning of horizontal wells in the period of November, 2021 – November, 2023 at X oil field, namely for the main development objects, became one of the main factors in increasing oil production. Figure 5 shows the dynamics of oil production at development objects I, II, III, IV, V and VI. According to Figure 5, the commissioning of horizontal wells led to an increase in oil production rate of development objects by an average of 26.3%.

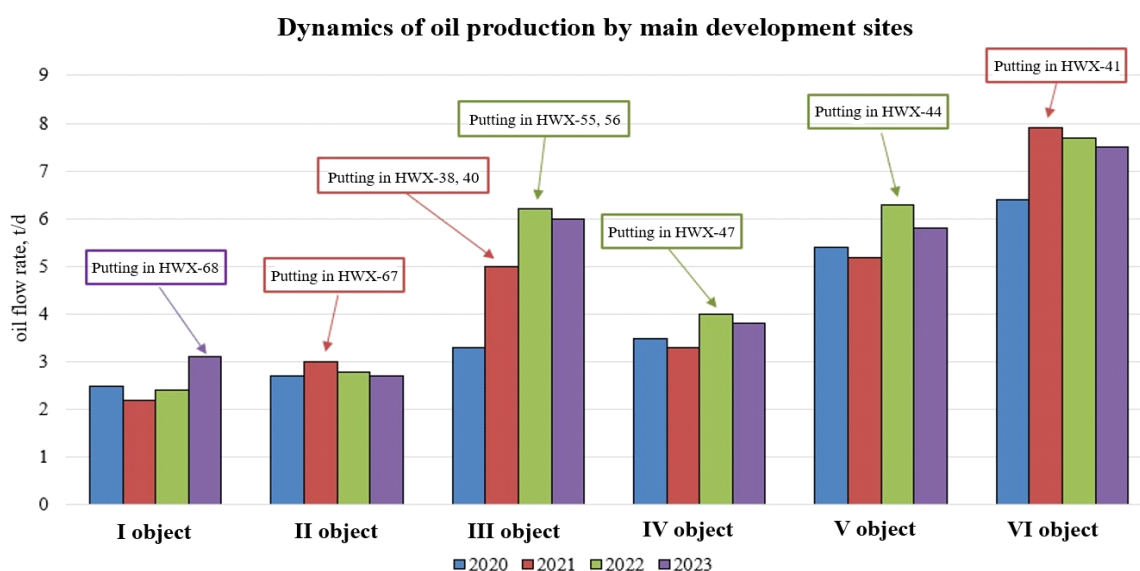


Fig. 4 – Dynamics of oil production at development sites

Analyzing the operation of wells at X field, the following conclusions can be done:

- Over the past 2 years, 9 horizontal wells have been drilled at X field, 6 of which showed good results as of October 1, 2023. The last drilled horizontal well is well 68 with a trunk length of 840 m, developing the Cretaceous deposits of the first development object in conditions of high oil viscosity. The effective thickness of this well is 878 m, the current oil flow rate reaches up to 17.7 tons per day, with low water cut value (19%);
- During the period from April to September 2023, horizontal wells account for 45% of oil production of the total;
- This fact demonstrates the effectiveness of horizontal wells, which operate with higher flow rate vertical wells. The average flow rate for horizontal wells as of October 1, 2023 was 14.6 tones per day, while for vertical wells the average value was 4 tons per day;
- As of October 1, 2023, there are 39 horizontal and 119 vertical production wells. Considering the above, it can be concluded that there is an increase in the degree of coverage of the deposit with less drilling;

Another feature of horizontal well drilling is the telemetry system, which allows for a complete record of information collected during drilling through geophysical research. Such

information gives a complete interpretation of the geological section passed by the well. In the case of drilling a vertical trunk, there is a risk of opening up an unproductive formation, while when drilling a horizontal trunk, it can deviate from the design line and set the correct direction to productive zone.

Thus, the analysis shows the great advantage of horizontal wells over vertical wells. Taking into account the average cost of drilling horizontal wells in X oil field, capital investments exceed 2.5 times the investments of vertical wells. Horizontal wells justify their investments by increasing the rate of extraction, as well as increasing oil recovery factor, by increasing the coverage of deposits with less drilling. Also taking into account the fact that X field is at the 3rd development stage and major number of wells are operated with low oil production rates. Such investments in horizontal wells are justified primarily by high flow rates, the average values of which are almost 4 times higher than those of vertical wells.

References

1. «Analysis of “X” field development» report, 2023;
2. «Unified rules for the rational and integrated use of subsoil», approved by order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated June 28, 2018 No. 17131;
3. Gimatudinov Sh.K., “Operation and technology for the development of oil and gas fields, Moscow 1978;
4. R.S. Khisamov, A.Sh. Miyassarov, R.R. Khuzin, D.A. Salikhov, V.E. Andreev – «Increasing the efficiency of development of hard-to-recover reserves using horizontal and multilateral wells using the example of the Nekrasovskoye field of Carbon-Oil LLC», 2017.
5. Yu.V. Vadetsky – «Drilling oil and gas wells», 2013.
6. G.P. Zozulya, A.V. Kustyshev, I.S. Matieshin, M.G. Geykhman, N.V. Inyushin – «Features of oil and gas production from horizontal wells», Moscow 2009

А.Б.Зиноллаев, А.С.Майлыбаев, А.А.Аманиязов, Қ.Е.Садықбек, А.Б.Ниязбаева

ТҮТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ Х КЕН ОРНЫНЫҢ М-І ҚАБАТЫНДА КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАНЫ ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

Аннотация. Қиын өндірілетін депозиттер үлесінің өсуіне байланысты мұндай кен орындарын оңтайлы игеру мәселесін шешудің өзектілігі жыл сайын артып келеді. Бұл мақалада кен орнын игеруді жақсарту және мұнай кен орындарының қамту аймағын ұлғайту үшін жоғары тұтқырлық жағдайында Х кен орнында көлденең ұңғымаларды бұрғылау сияқты технологияның тиімділігі талқыланады.

Түйінді сөздер: кен орны, мұнай, өнімді қабат, тұтқырлық, көлденең ұңғыма, алу коэффициенті, тиімділік.

А.Б.Зиноллаев, А.С.Майлыбаев, А.А. Аманиязов, Қ.Е.Садықбек, А.Б.Ниязбаева

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» НА ГОРИЗОНТЕ М-І В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ

Аннотация. В связи с ростом доли трудноизвлекаемых месторождений актуальность решения вопроса оптимальной разработки таких месторождений возрастает с каждым годом. В данной статье рассматривается эффективность такой технологии, как бурение горизонтальных скважин на месторождении Х в условиях высокой вязкости для интенсификации разработки месторождения и увеличения площади охвата нефтяных залежей.

Ключевые слова: месторождение, нефть, продуктивный пласт, вязкость, горизонтальная скважина, коэффициент нефтеотдачи, эффективность.

УДК 622.276
МРПТИ 38.53.00

A.S. Yespussinova, Yu.Yu. Makrushin, E.S. Bagitov, T.A. Tasmukhanov, A. B. Niyazbayeva
Atyrau branch LLP «KMG Engineering»

EXPERIENCE OF APPLICATION OF NEW TECHNOLOGY BY SHOCK-WAVE PROCESSING IN COMPLICATED DEVELOPMENT CONDITIONS ON HETEROGENEOUS DEPOSITS OF ATYRAU REGION DEPOSITS

Abstract. This article discusses the operation of oil block in such difficult conditions as high vertical heterogeneity, which is indicated by the reservoir compartmentalization, also the impossibility of implementing reservoir pressure maintenance system, which led to a significant decrease in reservoir pressure, the impossibility of achieving design oil flow rates in new wells, which had a negative impact on the profitability of oil block development. As a result, it was decided to cancel the drilling of new wells, which made it possible to increase the profitable development period of the block.

Key words: field, block, oil, productive horizon, pressure reduction.

The first information about the geological structure of X oil field was obtained from results of CDPM seismic operations in combination with structural drilling. The presence of oil and natural gas was established in Triassic deposits of the T, T-I, T-II, T-III, T-IV, T-V horizons.

According to seismic and drilling data, Triassic deposits are represented by a series of reflecting horizons OG-T2, T-I, T-II, T-III, T-IV, T-V. The structure of the X field is complicated due to tectonic disturbances, mainly of a submeridional direction.

X oil field is characterized by a complex geological structure consisting of multiple layers with many tectonic disturbances, which divide the structure along the lower horizons into 7 blocks, and into 6 blocks along the upper horizons. Based on the results of drilling, 7 productive were identified within the Triassic complex. Productive horizons by reservoir type, are stratal, domed, tectonically and lithologically screened; reservoirs have areal and vertical heterogeneity.

Reservoir rocks are characterized by significant heterogeneity proved by high dissection of the formation, varying from 1 to 16 throughout the area. Due to low sand content varying from 20 to 40%, it can be concluded that reservoirs are low connected, probably related with high clay content and presence of rocks with poor reservoir properties.

Complex geological conditions described above caused difficulties in implementing the reservoir pressure maintenance (RPM) system due to zero injectivity. The field has been developed since 1995. RPM system was implemented in 2000. It was planned to transfer 3 wells at the X field for injection. For these purposes, wells 96 and 101 were transferred from production to injection. Initial injectivity of the wells was equal to 12-14 m³/day at 10 MPa pressure.

On October 20, 2000, hydraulic fracturing was carried out at well 101, as a result, the injectivity increased to 115 m³/day at pressure of 9 MPa. Beginning from October 27 to December 10, 2000 injectivity of wells started to decline.

On August 26, 2001, hydraulic fracturing was repeated at well 101. However, it did not bring positive results (Fig. 1).



Fig. 1 – The results of hydraulic fracturing in well 101

On September 20, 2002, hydraulic fracturing was carried out at well 96. After hydraulic fracturing, the well's injectivity reached 108 m³/day at pressure of 5 MPa. From September 28 to October 12, 2009. the well's injectivity decreased to 24 m³/day at pressure of 5 MPa. Then the well periodically showed zero injectivity due to sand blockage. After repeatedly flushing the well, the design value was still not achieved. It should be noted that the reason for the negative results is the low permeability of the Triassic horizons, varying from 1 to 200*10⁻³ μm² with an average of 26.6*10⁻³ μm².

In 2005, hydraulic fracturing was carried out on 2 injection wells 66 and 72. The effect of hydraulic fracturing was short-term in well 66 and, as a result, the well's injectivity remained at the same level (Fig. 2).

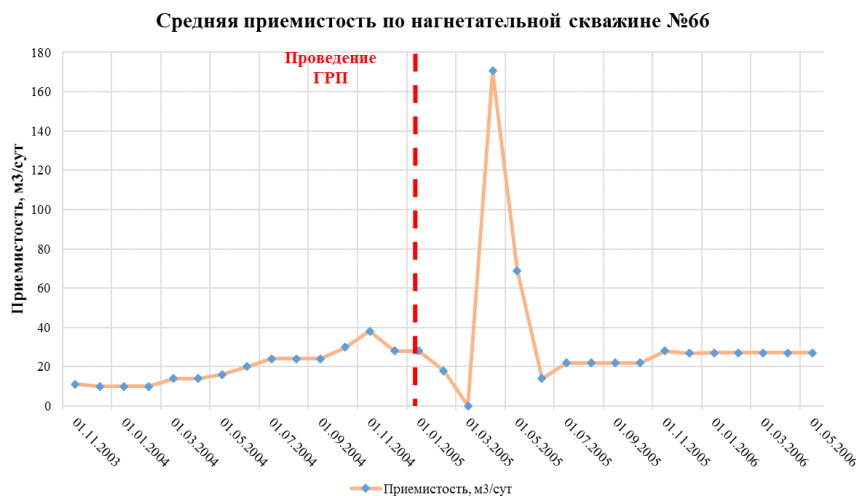


Fig. 2 – The results of hydraulic fracturing in well 66

During the period of November 23-25, 2013, pilot tests (PIT) were carried out using the method of shock wave treatment (SWT) of the bottom hole zone in combination with the use of chemicals at well 135 in order to increase the injectivity of the injection wells. Experimental testing was carried out without using chemicals to determine the effectiveness of the treatment.

The total injectivity before the SWT was 55 m³/day at pressure of 13 MPa, and after the SWT the injectivity was equal to 120 m³/day at pressure of 9 MPa. Subsequently, the well injectivity became lower and the well operated with frequent pump stops due to an increase in annulus pressure.

It is important to note that in December 2010, similar pilot tests were carried out at the Y oil field at well 92. The well has the same injectivity up to this day, however, the reservoir rock of Y oil field belongs to Jurassic deposits, while X deposit belongs to Triassic deposits.

The histogram below shows the average injectivity for injection wells over the past 5 years, excluding their downtime due to pump stop. Figure 4 shows the dynamics of injectivity and pressure at the wellhead of injection well 72, where high-pressure pumps were used to increase injectivity.

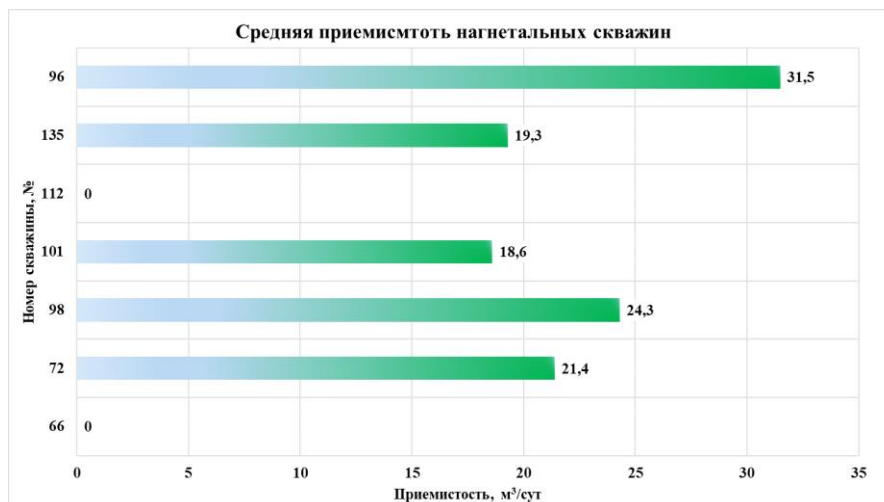


Fig. 3 – Average injectivity of injection wells over the past 5 years

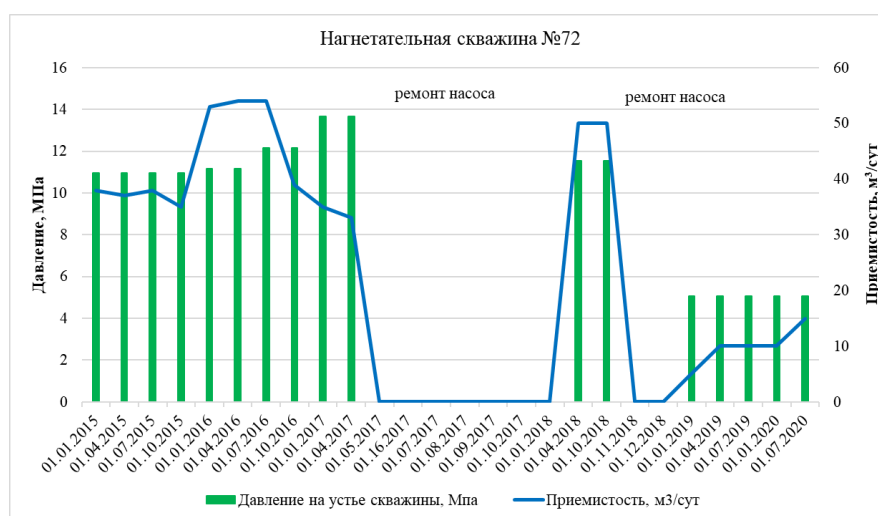


Fig. 4 – Performance of injection well 72

As a result of the field development and low effect of RPM system despite geotechnical operations carried out, reservoir pressure decreased in more than 50% compared to initial value. All injection wells have been stopped from the second half of 2020 and the field is being developed without RPM system, i.e. in depletion mode. Further implementation of pressure maintenance system at X oil field site is not possible.

It is worth to mention the experience of carrying out shock wave stimulation on the formation (SWEPT) at “Z” field in wells 1024 and 1164. According to operating company’s reports, a negative effect was registered in treated wells to the date of January 14, 2013. Particularly, the oil flow rate for well 1024 decreased by 0.3 tons/day relative to the flow rate at the time of treatment, for well 1164 the oil rate decreased by 0.2 tons/day.

According to the certificates of works performed, before using shock wave stimulation, oil was pumped into production well 1024 on December 8, 2012 in a volume of 5 m³ and on December 13, 2012 about 5.5 m³. For well 1164, before the event on December 14, 2012, 5.5 m³ of oil were injected.

Treatment time for well 1024 was 30 minutes on December 8, 2012, 40 minutes on December 13, 2012, and 45 minutes for well 1164 on December 14, 2012.

The dynamics of oil, liquid flow rates and water-cut for treated wells are presented in Figure 5.

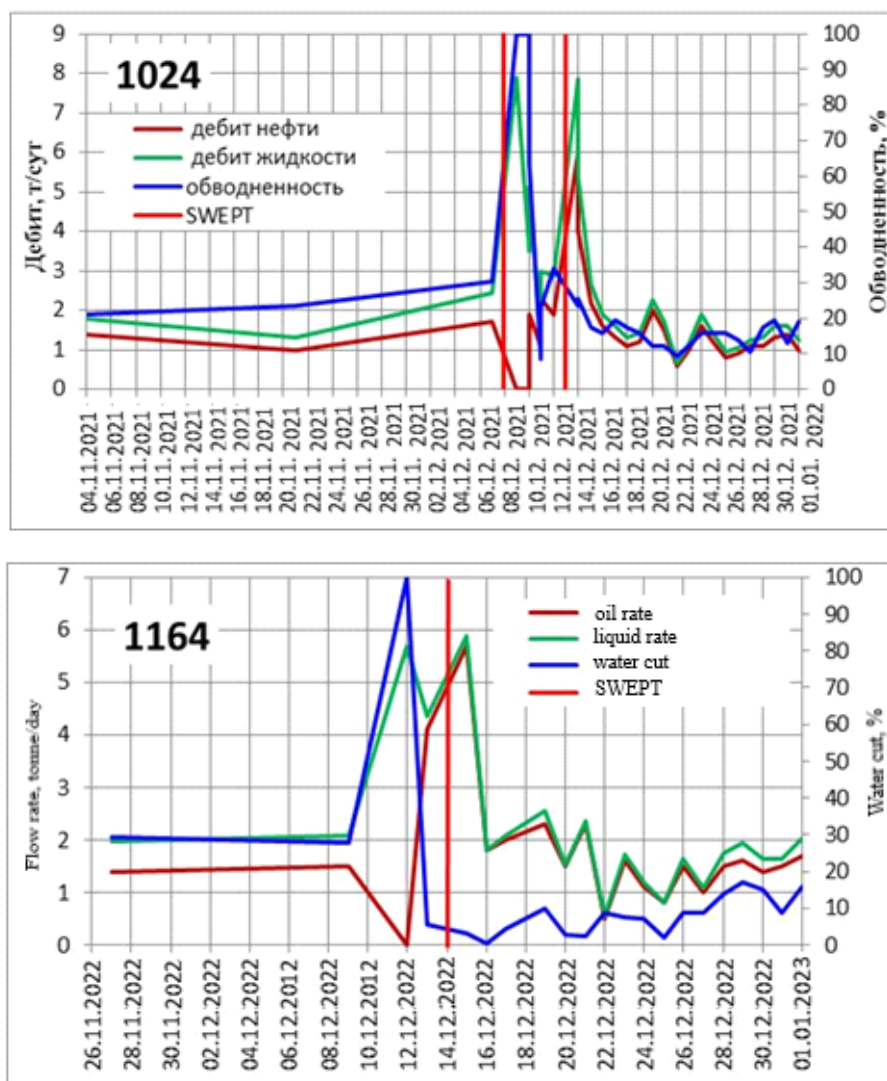


Fig. 5 - The dynamics of oil, liquid flow rates and water-cut for wells 1024 and 1164

On the first day of operation of production wells, there was an increase in oil flow rate and a decrease in water cut, which was due to preparatory work, in particular, a volume of commercial oil (10.5 m³ and 5.5 m³) equivalent to that produced over several days at the base flow rate was pumped into the wells. Within a few days, the oil flow rate dropped down to the base level and further decreased.

No reaction is observed in the surrounding wells. Figure 6 shows the dynamics of oil, liquid flow rates and water cut over 2021. December 2021 is taken as the reference point "0", so a decrease in oil flow rates and an increase in water cut during this period are very typical.

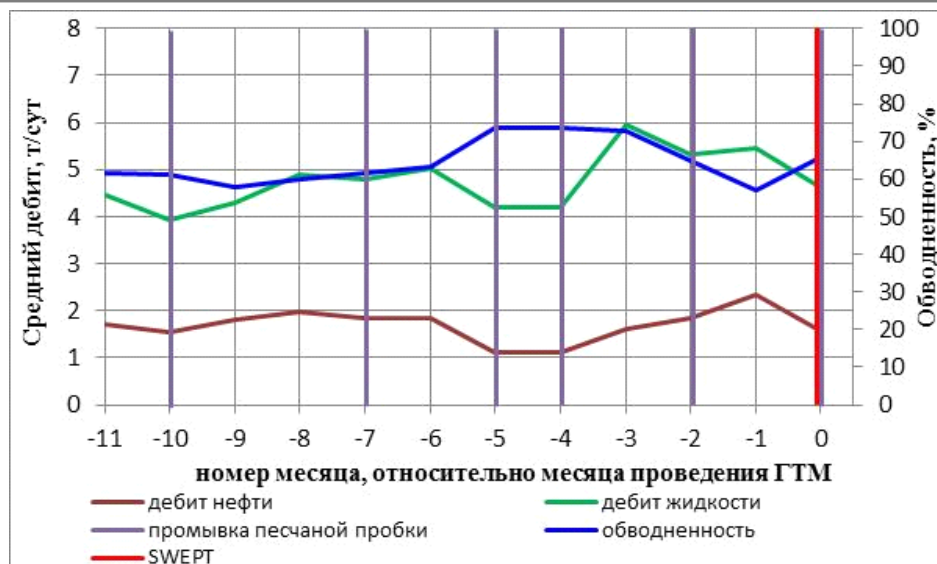


Fig. 6 - Dynamics of oil, liquid flow rates and water cut over 2021

For comparison, Figure 6 shows graphs with oil, liquid flow rates and water-cut based on application of other technologies given at the time of geotechnical jobs. As can be seen, the technological efficiency of the measures is low and when comparing the results of the innovative SWEPT technology with other geotechnical operations, its advantages are not visible.

As a result of the geotechnical operations carried out on shock wave stimulation of injection wells at two fields in the Atyrau region, it was revealed that the measures taken did not lead to the expected positive results. Despite expectations to improve well productivity, the effect of shock wave treatment turned out to be insufficient.

Analysis of the data obtained shows that the reasons for the failure may be related to the peculiarities of the geological structure of the fields, the unsatisfactory condition of the wells, or the inconsistency of the chosen methodology for the operation with the requirements of specific conditions in a given region.

These results highlight the importance of further research and careful analysis to develop more effective technological approaches to improve the performance of injection wells in the Atyrau region. This also highlights the need for a better understanding of the geological and technical parameters that influence the success of the methods used.

References

1. «Analysis of field development» report
2. «Unified rules for the rational and integrated use of subsoil», approved by order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated June 28, 2018 No. 17131;
3. I.R. Yushkov, G.P. Khizhnyak, P.Yu. Ilyushin –«DEVELOPMENT and operation of oil and gas fields», Perm, 2013;
4. Lysenko V.D. – «Development of oil fields (design and analysis)», Moscow, «Nedra», 2003;
5. Gimatudinov Sh.K. «Operation and technology for the development of oil and gas fields», Moscow, 1978.

А.С. Еспусинова, Ю.Ю. Макрушин, Е.С. Багитов, Т.А. Тасмуханов, А. Б. Ниязбаева

АТЫРАУ ОБЛЫСЫНЫҢ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ БІРТЕКТІ ЕМЕС ШОҒЫРЛАРЫНДА ИГЕРУДІҢ КҮРДЕЛІ ЖАҒДАЙЛАРЫНДА СОҚҚЫ-ТОЛҚЫНДЫҚ ӨНДЕУ ӘДІСІМЕН ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯНЫ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ

Аннотация. Бұл мақалада кен орнының учаскесін қиманың жоғары гетерогенділігі сияқты күрделі жағдайларда пайдалану қарастырылады, бұл қабаттардың жоғары бөлінуімен көрінеді, нәтижесінде резервуардағы қысымды ұстап тұру жүйесін іске асырудың мүмкін еместігі, бұл резервуардағы қысымның едәуір төмендеуіне, жаңа әсерлер бойынша мұнайдың жобалық дебитіне қол жеткізудің мүмкін еместігіне әкелді, бұл учаскені игеру рентабельділігіне теріс әсер етті. Нәтижесінде жаңа ұңғымаларды бұрғылаудан бас тарту туралы шешім қабылданды, бұл учаскені игерудің тиімді кезеңін ұлғайтуға мүмкіндік берді.

Түйінді сөздер: кен орны, учаске, мұнай, өнімді горизонт, қысымның төмендеуі.

А.С. Еспусинова, Ю.Ю. Макрушин, Е.С. Багитов, Т.А. Тасмуханов, А. Б. Ниязбаева

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ МЕТОДОМ УДАРНО-ВОЛНОВОЙ ОБРАБОТКИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НА НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация. В данной статье рассматривается эксплуатация участка месторождения в таких сложных условиях как высокая неоднородность по разрезу на что указывает высокая расчленённость пластов, вследствие чего невозможность реализации системы ППД, что привело к значительному снижению пластового давления, невозможности достижения проектных дебитов нефти по новым скважинам, что негативно сказалось на рентабельности разработки участка. В результате было принято решение отказаться от бурения новых скважин, что позволило увеличить рентабельный период разработки участка.

Ключевые слова: месторождение, участок, нефть, продуктивный горизонт, снижение давления.

УДК 62-932.2
МРНТИ 52.47.29

А.С. Аскаров

Филиал «КМГ Инжиниринг», Атырау, Казахстан

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЖЕКЦИИ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИЙ ПОПУТНО-НЕФТЯНОГО ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ: ЭФФЕКТИВНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Аннотация. Современная нефтяная промышленность сталкивается с несколькими сложными задачами при подготовке нефти. Одной из наиболее актуальных задач является эффективная утилизация попутно-нефтяного газа низкого давления (далее - ПНГ).

Для глубокой дегазации сырой нефти, предотвращение технологических потерь легких фракций от ее испаряемости при хранении и транспортировке, а также снижения качества нефтепродуктов в результате присутствия газов в сырой нефти необходимо применять концевые ступени сепараций (далее – КСУ) с рекомендуемым рабочим давлением ниже атмосферного. Однако небольшой объем выделившегося ПНГ и низкое рабочее давление (ниже 1 Атм) недостаточны для использования его на собственные производственно-технические нужды Недропользователя. Данный ПНГ также невозможно

утилизировать на факельных установках в качестве технологически неизбежного сжигания сырого газа.

В связи с этим на производственных объектах Недропользователя выделившийся газ из КСУ по умолчанию направляется в дренажную емкость оснащенной свечой рассеивания, либо сырая нефть после КСУ с большим содержанием растворенного газа направляется в РВС. Однако данная технология отрицательно воздействует на окружающую среду, промышленную безопасность и охрану труда, а также противоречит требованиям Экологического кодекса РК.

Для решение данной задачи предлагается интеграция в технологическую схему подготовки нефти оборудования – Эжектора. Предлагаемое технологическое решение способствует оптимизаций производства и повышению экологической устойчивости предприятия.

Ключевые слова: ТЭ (технология эжекции), УПНГ (утилизация попутно-нефтяного газа), НД (низкое давление), ЭД (эффективная дегазация), ОП (оптимизация производства), ЭУ (экологическая устойчивость), ИЭ (интеграция эжекторов), ППН (процесс подготовки нефти), ЭВ (экономическая выгода), ПБ (повышение безопасности).

Введение в технологию эжекторов

Для утилизации попутно-нефтяного газа (ПНГ) низкого давления в нефтегазовой промышленности, традиционно используется компрессорное оборудование. Однако это приводит к нескольким существенным проблемам и ограничениям.

Во-первых, компрессоры требуют значительных энергетических затрат для сжатия газа до требуемого давления перед его утилизацией или использованием. Это сопряжено с дополнительными затратами на электроэнергию и обслуживание оборудования, что увеличивает операционные расходы нефтедобывающей компании.

Во-вторых, сложность и стоимость компрессорных установок делают их менее доступными и экономически нецелесообразными для Недропользователей, особенно для малых и средних предприятий. Это создает дополнительные трудности в утилизации ПНГ низкого давления для компаний, которые не могут позволить себе внедрение и обслуживание сложных компрессорных систем.

В свете этих факторов становится очевидной необходимость в разработке и внедрении более эффективных и доступных технологических решений для утилизации ПНГ низкого давления. Эжекторные системы представляют собой одно из таких решений, которые могут обеспечить более эффективную и экономически выгодную утилизацию ПНГ для Недропользователей. Эти инновационные системы спроектированы так, чтобы обеспечивать высокую эффективность с минимальными затратами на энергию и обслуживание, что делает их идеальным решением для компаний, стремящихся снизить свой экологический след и оптимизировать свои производственные процессы.

Далее представлены следующие проблемы, связанные с наличием газов в сырой нефти: потери попутно-нефтяного газа (ПНГ), снижение качества нефтепродуктов и негативное воздействие на окружающую среду, включая выбросы парниковых газов и загрязнение водных ресурсов.

- **Потери попутно-нефтяного газа (ПНГ):** Одной из основных проблем, связанных с газами в сырой нефти, являются потери ПНГ. Под ПНГ понимается газ, который выделяется при добыче и подготовке сырой нефти, но не может быть эффективно использован в промышленных процессах или для энергетических нужд. Этот газ часто просто сжигается или выпускается в атмосферу, что приводит к значительным потерям ценных ресурсов и ухудшению экологической обстановки.

- **Снижение качества продукции:** Газы в сырой нефти могут снижать качество нефтепродуктов и усложнять их дальнейшую переработку. Наличие газов может привести к образованию пузырьков, пен и эмульсий, что затрудняет процессы разделения и очистки

нефтепродуктов. Это может привести к получению неудовлетворительных продуктов, которые не соответствуют стандартам качества.

- **Воздействие на окружающую среду:** Выбросы ПНГ в атмосферу, а также нефтепродуктов с высоким содержанием газов, оказывают негативное воздействие на окружающую среду. Газы, такие как метан, являются сильными парниковыми газами и способствуют увеличению парникового эффекта и изменению климата. Более того, выбросы газов могут быть вредными для здоровья человека и животных, а также приводить к загрязнению водных ресурсов и почв.

Эжекторы представляют собой одно из инновационных решений утилизаций газовых потоков, которые могут помочь в решении этих проблем и сделать нефтегазовую промышленность более экологически и экономически устойчивой.

Эжекторы, также известные как струйные насосы без двигателя, используются в нефтегазовой промышленности для создания разрежения и перемещения газовых потоков, преодолевая разницу в давлении между мотивирующим потоком (газ высокого давления) и всасываемым потоком (газ низкого давления). Данное тех. оборудование предлагается установить на линии выхода газа с Газосепаратора (рис. 1), где происходит передача кинетической энергии активного газа (газа высокого давления) движущейся с большой скоростью, пассивному газу (газ низкого давления) движущейся с низким давлением. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем уносится и удаляется от места подачи энергией первой среды.

Газовый эжектор — устройство, в котором избыточное давление высоконапорных газов используется на сжатие газов низкого давления: газ низкого давления попадает в камеру смешения за счет того, что в ней создана область разрежения. Область разрежения создается при прохождении высоконапорного газа с высокой скоростью и давлением через сопло (сужающееся сечение). В камере смешения два потока объединяются, и формируется смешанный поток. Пройдя камеру смешения, поток устремляется в диффузор, в котором происходит его торможение и рост давления. На выходе из эжектора смешанный поток имеет давление выше, чем давление низконапорного газа. Повышение давления низконапорного газа происходит с затратой энергии потока высоконапорного газа.

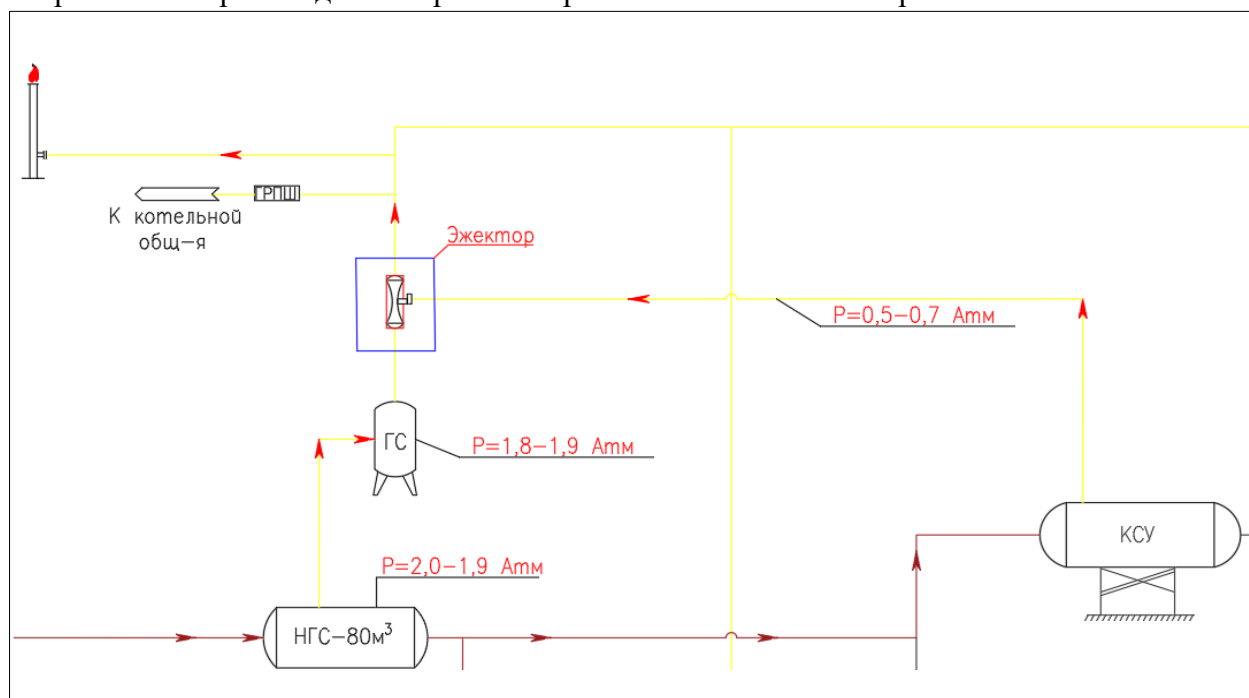


Рисунок 1. Интеграция эжектора в технологическую схему установки подготовки нефти X

- **Ввод сырой нефти и газа:** Поток сырой нефти после прохождения основных ступеней сепарации (где большинство газов уже удалено) направляется в КСУ.

- **Процесс в КСУ:** КСУ работает на стадии низкого давления, что позволяет дальше удалить ПНГ из нефти. Однако, объем газа низкого давления, выделяющегося на этой стадии, может быть недостаточным для использования на собственные производственно-технические нужды.

- **Использование эжектора:** Эжектор будет работать на основе принципа разрежения и создавать зону низкого давления в специальном участке системы, где газ низкого давления из КСУ будет всасываться. Газ высокого давления, поступающий в эжектор (мотивирующий поток), будет использоваться для создания разрежения и всасывания газа низкого давления.

Принцип работы эжекторов основан на законе Бернулли и принципе Вентури. Вот основные этапы и принцип работы:

- **Ввод потока высокого давления (мотивирующего потока):** Газ высокого давления, который выступает в роли мотивирующего потока, подается в эжектор через специальное сопло.

- **Создание высокой скорости:** Сопло Вентури внутри эжектора создает узкое сечение, что приводит к увеличению скорости газа в этом сечении.

- **Создание разрежения:** Увеличение скорости газа в сопле вызывает снижение давления в этой области согласно закону Бернулли. Это создает зону низкого давления внутри сопла, известную как разрежение.

- **Всасывание газа низкого давления:** Газ низкого давления (всасываемый поток), который нужно удалить или переместить, подается в зону разрежения. В результате разницы в давлениях между мотивирующим и всасываемым потоками, газ низкого давления всасывается и перемещается внутри эжектора.

- **Выход газа:** Газ низкого давления выходит из эжектора и может быть направлен для дополнительной обработки, сбора или утилизации.

Процесс работы эжектора включает следующие этапы:

- **Ввод мотивирующего и всасываемого потоков:** Газ высокого давления (мотивирующий поток) и газ низкого давления (всасываемый поток) подаются в эжектор.

- **Создание разрежения:** Сопло Вентури создает разрежение внутри эжектора.

- **Всасывание газа низкого давления:** Газ низкого давления всасывается в зону разрежения и перемещается внутри эжектора.

- **Выход газа:** Газ низкого давления выходит из эжектора и может быть направлен для дополнительной обработки или утилизации.

Этот процесс позволяет эффективно перемещать или удалить газы низкого давления из газовых потоков, что делает эжекторы ценным инструментом в нефтегазовой промышленности для оптимизации утилизаций ПНГ.

Эжектор, работающий с различием давления, состоит из трех основных частей: сопла, удлинителя и диффузора. Поток газа высокого давления (называемый мотивирующим потоком) прокачивается через сопло, что создает высокую скорость газа. Это создает разрежение в сопле, что, в свою очередь, позволяет всасывать газ низкого давления (называемый всасываемым потоком) в эжектор.

Основные компоненты эжектора включают в себя (рис. 2):

Сопло Вентури: Это узкое сечение, где происходит увеличение скорости потока газа.

Удлинитель: Удлинитель может быть частью эжектора, предназначенной для уменьшения скорости потока после сопла и создания зоны разрежения.

Диффузор: Диффузор представляет собой расширяющийся участок, который позволяет восстановить давление газа и увеличить скорость выходящего газа.

Входы и выходы: Эжекторы имеют входы для мотивирующего и всасываемого потоков, а также выход для отделения или перемещения газа низкого давления.

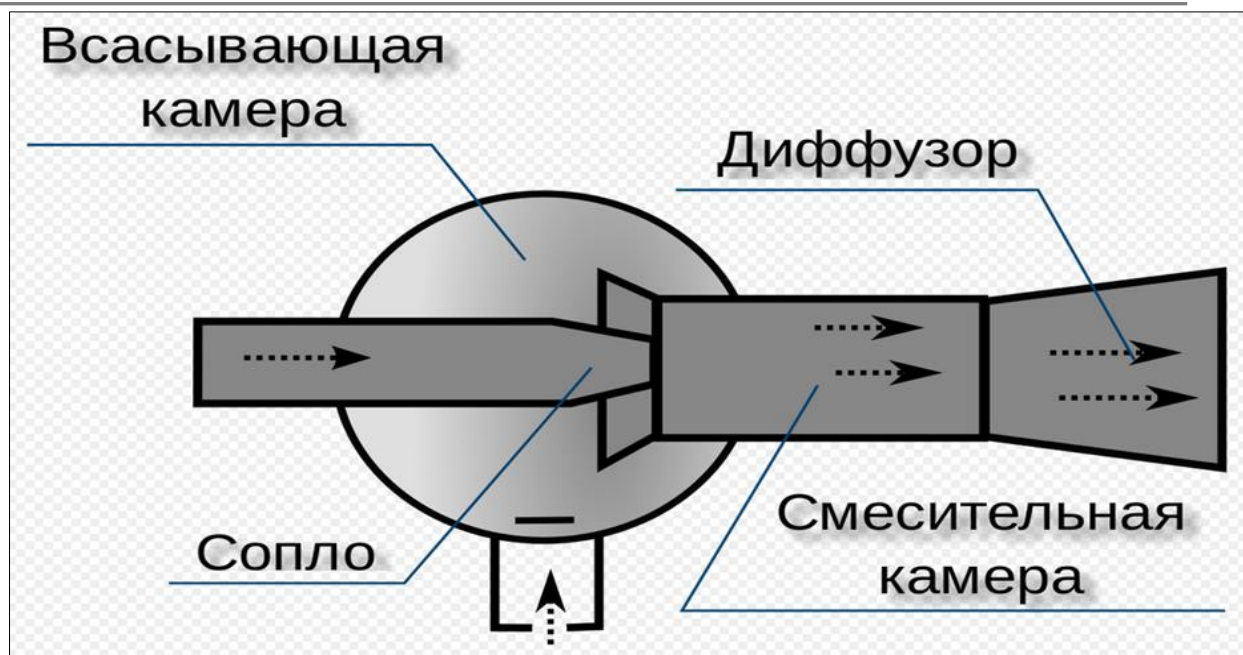


Рисунок 2. Принципиальная схема Эжектора

Использование эжекторов для утилизаций газовых потоков низкого давления обеспечивает высокую эффективность процесса:

- **Высокая производительность:** Эжекторы способны работать при широком диапазоне давлений и могут эффективно перемещать или удалять газы низкого давления, что приводит к более полной утилизации ПНГ.
- **Без механических двигателей:** Эжекторы не требуют механических двигателей для работы, что снижает потребление энергии и обслуживание, в то время как многие другие методы требуют механических насосов или компрессоров.
- **Высокая надежность:** Эжекторы имеют мало подвижных частей и обычно обладают высокой надежностью, что снижает вероятность отказов и необходимость технического обслуживания.
- **Универсальность применения:** Эжекторы могут использоваться для различных газовых потоков и в разных условиях, делая их универсальным решением для различных нефтегазовых процессов

Основные выводы и преимущества использования эжекторов для утилизаций ПНГ низкого давления:

Применение технологии эжекторов приносит компаниям ряд выгод и положительных результатов:

- **Снижение операционных расходов:** Эжекторы требуют меньше энергии для работы по сравнению с традиционными механическими насосами или компрессорами, что способствует снижению операционных расходов.
- **Увеличение производительности:** Путем эффективной дегазации и перемещения газовых потоков можно увеличить производительность процессов и увеличить объем подготовки нефти.
- **Снижение рисков и обеспечение безопасности:** Использование эжекторов позволяет предотвращать негативные последствия, такие как взрывы и пожары, что обеспечивает безопасность производственных процессов и персонала.
- **Улучшение экологической устойчивости:** Утилизация газов и снижение выбросов газовых компонентов в атмосферу способствует улучшению экологической устойчивости и сокращению негативного воздействия на окружающую среду.

- **Экономические выгоды:** Компании могут получить экономические выгоды от сокращения потерь нефти и газа, снижения операционных расходов и увеличения объемов производства.

Современная нефтяная промышленность представляет собой сложный и динамично развивающийся сектор экономики, который сталкивается с множеством вызовов и задач в процессе обработки сырой нефти. Одним из ключевых аспектов, требующих немедленного внимания и решения, является эффективная утилизация попутно-нефтяного газа (ПНГ).

В данной статье были рассмотрены проблемы, связанные с наличием газов в сырой нефти, такие как потери ПНГ, снижение качества продукции и воздействие на окружающую среду.

Однако было предложено инновационное решение – интеграция эжекторного оборудования в технологические схемы подготовки нефти. Эта технология позволяет эффективно извлекать и утилизировать ПНГ, что способствует сокращению негативного воздействия на окружающую среду, повышению безопасности производства и соблюдению экологических нормативов.

В итоге, интеграция эжекторов в нефтегазовую промышленность является перспективным и устойчивым решением для решения актуальных проблем, связанных с утилизацией ПНГ низкого давления. Она способствует оптимизации производственных процессов, увеличению эффективности и снижению негативного воздействия на окружающую среду, делая нефтегазовую индустрию более устойчивой и экологически ответственной.

Эффективное использование эжекторных технологий в нефтегазовой промышленности предоставляет значительные преимущества, такие как снижение экологического следа, сокращение затрат на обработку и утилизацию газов, повышение безопасности технических процессов и соблюдение строгих экологических стандартов. Внедрение этих решений может оказать положительное воздействие на экономические показатели компаний и обеспечить их конкурентоспособность на рынке нефтегазовых услуг.

Таким образом, эжекторы становятся неотъемлемой частью современной нефтегазовой индустрии, обеспечивая оптимизацию производственных процессов, снижение негативного влияния на окружающую среду и повышение эффективности эксплуатации. Нефтегазовая промышленность вместе с инновационными решениями, такими как эжекторы, продолжает развиваться в направлении более устойчивой и ответственной деятельности, что является ключевым фактором в достижении ее успеха в будущем.

Я надеюсь, что данная статья помогла вам понять важность и перспективы использования эжекторных технологий в нефтегазовой индустрии и вдохновила на дальнейшие исследования и инновационные подходы в этой области.

Список литературы

1. «Нормы технологического проектирование объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» - ВНТП 3-85, 1986г.;
2. Мордвинов В. А. «Эксплуатация нефтегазопромысловых систем: программа и метод. Указания» – Пермь, Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013г, 31 с.;
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М., ООО ТИД Альянс, 2005г, 320 с.;
4. Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. «Техника и технологий сбора и подготовки нефти, и газа» - Тюмень, 2015г

А.С. Аскаров

ТӨМЕН ҚЫСЫМДЫ ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗЫН КӘДЕГЕ ЖАРАТУ ҮШІН ЭЖЕКЦИЯ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ҚОЛДАНУ: ТИІМДІ ГАЗСЫЗДАНДЫРУ, ӨНДІРІСТІ ОҢТАЙЛАНДЫРУ ЖӘНЕ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ ТҰРАҚТЫЛЫҚТЫ АРТТЫРУ

Қазіргі мұнай өнеркәсібі шикі мұнайды өндеуде бірнеше күрделі міндеттерге тап болады. Ең өзекті міндеттердің бірі ілеспе мұнай газын (бұдан әрі-ІМГ) тиімді кәдеге жарату болып табылады. Шикі мұнайды терең газсыздандыру, сақтау және тасымалдау кезінде буланудан жеңіл фракциялардың технологиялық ысыраптарын болдырмау, шикі мұнайда газдардың болуы нәтижесінде мұнай өнімдерінің сапасын төмендетуін болдырмау үшін ұсынылатын жұмыс қысымы атмосфералық қысымнан төмен бөлудің соңғы сатылары (бұдан әрі - БСТ) қолдану қажет. Алайда, бөлінген ІМГ-нің аз көлемі және төмен жұмыс қысымы (1 Атм-ден төмен) оны жер қойнауын пайдаланушының өндірістік-техникалық қажеттіліктеріне пайдалану үшін жеткіліксіз. Бұл ІМГ-ды алау қондырғыларында шикі газды технологиялық тұрғыдан сөзсіз жағу ретінде жою мүмкін емес. Осыған байланысты жер қойнауын пайдаланушының өндірістік объектілерінде КСУ дан бөлінген газ әдепкі бойынша шашырау шамымен жабдықталған дренаждық ыдысқа жіберіледі немесе құрамында еріген газдың көп мөлшері бар КСУ-дан кейінгі шикі мұнай РВС-ға жіберіледі. Алайда, бұл технология қоршаған ортаға, өнеркәсіптік қауіпсіздік пен еңбекті қорғауға теріс әсер етеді, сондай-ақ ҚР Экологиялық кодексінің талаптарына сәйкес келеді.

Бұл мәселені шешу үшін жабдықты-Эжекторды дайындаудың технологиялық схемасына интеграциялау ұсынылады. Ұсынылған технологиялық шешім өндірісті оңтайландыруға және кәсіпорынның экологиялық тұрақтылығын арттыруға ықпал етеді.

Түйінді сөздер: ЭТ (эжекция технологиясы), ІМГП (ілеспе мұнай газын пайдалану), ТҚ (төмен қысым), ТД (тиімді дегазация), ӨО (өндірісті оптимизациялау), ЭТ (экологиялық тұрақтылық), ЭИ (эжекторларды интеграциялау), МДП (мұнай дайындау процесі), ЭТ (экономикалық тиімділік), ҚА (қауіпсіздікті арттыру).

A. Askarov

APPLICATION OF EJECTION TECHNOLOGY FOR UTILIZATION OF LOW-PRESSURE ASSOCIATED PETROLEUM GAS: EFFECTIVE DEGASSING, OPTIMIZATION OF PRODUCTION AND IMPROVEMENT OF ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY

The modern oil industry faces several complex challenges in the processing of crude oil. One of the most pressing issues is the efficient utilization of associated petroleum gas (APG).

To achieve deep degassing of crude oil, prevent technological losses of light fractions due to evaporation during storage and transportation, and reduce the quality degradation of petroleum products resulting from the presence of gases in crude oil, it is necessary to employ End Stages of Separation (ESS) with recommended working pressures below atmospheric. However, the small volume of released APG and the low working pressure (below 1 atm) are insufficient for its use for the operational and technical needs of the Subsoil User. This APG also cannot be utilized in flare installations as the technologically inevitable burning of raw gas. Consequently, at Subsoil User's production facilities, the released gas from ESS is by default directed into a drainage tank equipped with a diffusion candle, or crude oil after ESS with a high content of dissolved gas is directed to an oil storage tank (OST). Nevertheless, this technology has a negative impact on the environment, industrial safety, and labor protection, as well as conflicts with the requirements of the Environmental Code of the Republic of Kazakhstan.

To address this issue, it is proposed to integrate ejector equipment into the technological scheme of oil preparation. The proposed technological solution contributes to production optimization and enhances the environmental sustainability of the enterprise.

Keywords: TE (ejection technology), UPNG (associated petroleum gas utilization), ND (low pressure), ED (effective degassing), OP (production optimization), EU (environmental sustainability), IE (ejector integration), PPN (oil preparation process), EV (economic benefit), PB (safety enhancement).

УДК 622.276.65
МРТНИ 52.47.27

Я.Ю.Легкодимова

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», Атырау, Казахстан

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Аннотация. Задача повышения эффективности и контроля разработки трудноизвлекаемых запасов нефти становится все более значимой в свете роста доли трудноизвлекаемых запасов с каждым годом. Проблема разработки месторождений тяжелой нефти заключается в ее большой вязкости и соответственно низких значениях коэффициента извлечения нефти при высокой стоимости разработки. В данной статье рассматривается эффективность применения технологии паротепловой обработки скважин с целью увеличения эффективности разработки и коэффициента извлечения нефти. На месторождении X были успешно проведены опытно-промышленные испытания по внедрению технологии ПТОС, которые позволили значительно повысить продуктивность вертикальных и горизонтальных скважин.

Ключевые слова: месторождение, нефть, паротепловая обработка скважин, эффективность, коэффициент извлечения нефти.

Введение

С целью снижения вязкости тяжелой нефти и увеличения темпов разработки месторождения применялись разные методы, такие как циклическая закачка пара, внутрипластовое горение, использование катализаторов окисления и т.д. Один из наиболее эффективных способов является применение паротепловой обработки скважин.

Применение паротепловой обработки призабойной зоны скважин имеет ряд преимуществ перед другими тепловыми методами и является предпочтительней. Во-первых, это заключается в эффективности использования пара, т.к. он обладает большей проникающей способностью. Во-вторых, применение данного метода влечет за собой минимальный вред для окружающей среды, т.к. для его реализации отсутствует необходимость использования химических растворителей. В-третьих, паротепловая обработка является универсальной технологией, т.к. может применяться для различных типов пород, а также для обработки скважин различных диаметров и глубин. Также данная технология может быть более экономически эффективной, т.к. для проведения процесса не требуется большого количества энергии и ресурсов, что способствует снижению затрат на обслуживание скважины и увеличение ее продуктивности.

При паротепловой обработке (ПТОС) призабойной зоны скважины производится периодическая закачка пара в добывающие скважины для разогрева призабойной зоны пласта и снижения в ней вязкости нефти, т.е. для повышения продуктивности скважин. Периодическая, или циклическая обработка призабойной зоны пласта состоит из чередования этапов: 1-проведение подготовительных работ, закачки в скважину действующего агента и выдержки скважины на время пропитки; 2- непосредственно добычи нефти, которая под воздействием высоких температур за счет снижения вязкости, стала более подвижной. Время обработки призабойной зоны скважины паром и количество циклов зависят от типа коллектора.

Полномасштабная реализация способа закачки теплоносителя в пласт проводится на многих месторождениях Казахстана, характеризующиеся высоковязкими нефтями и показывает высокую эффективность данного способа.

Основная часть

На месторождении X Актюбинской области в течение двух лет было проведено 200 пароциклических обработок. В первый год было проведено 79 операций ПТОС (из них 45 на

вертикальном фонде, 34 на горизонтальном), общий объем закачки пара за год составляет 89,0 тыс.т. Во второй год было проведено 121 операций ПТОС (из них 59 на горизонтальных скважинах, 62 на вертикальных), общий объем закачки пара за второй год составляет 230,8 тыс.т.

На месторождении X по имеющимся результатам исследования ранее отобранных проб, пластовая нефть характеризуется очень низкими значениями газосодержания и соответственно высокими значениями плотности и вязкости нефти. С целью повышения эффективности разработки были предусмотрено проведение испытанных технологии паротепловой обработки призабойной зоны скважин.

Дебиты добывающих скважин после проведения паротепловой обработки призабойной зоны превышают дебиты скважин до проведения в них данной технологии, что говорит об успешности ее применения на месторождениях высоковязкой нефти. Для примера рассмотрим эффективность проведения паротепловой обработки на месторождении X.

Месторождение X в структурном отношении представляет моноклиналь, осложненную структурными носами. Продуктивный горизонт стратиграфически относится к среднеюрским отложениям, с глубиной залегания кровли в пределах 270-285 м. Коллектор представлен песчано-алевролитовыми породами с глинистыми прослоями. Характерна резкая фациальная изменчивость отложений по площади.

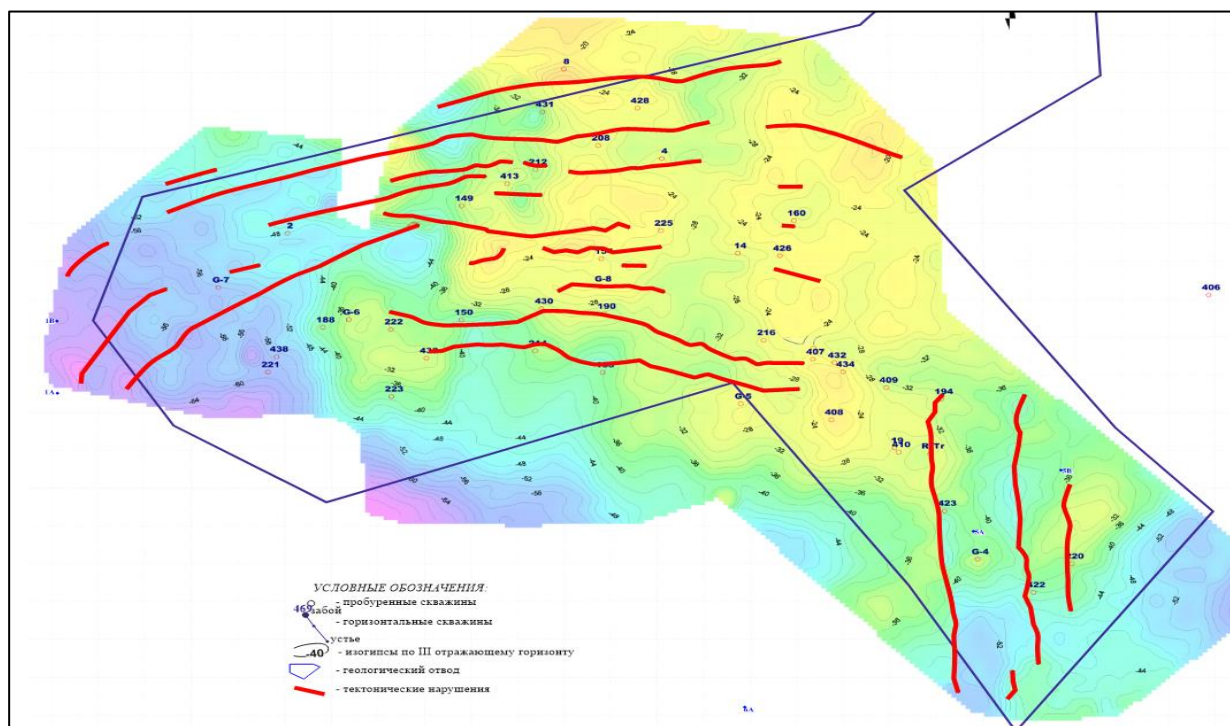


Рисунок 1 – Структурная карта по кровле юрских отложений

Нефть на месторождении характеризуется как тяжелая (939 кг/м^3), сернистая (0,71%), слабопарафинистая (0,36%), высокосмолистая (32,2%). На месторождении отобрано 428,5 тыс.т нефти, что составляет 7,9% выработки от утвержденных извлекаемых запасов.

Разработка залежей тяжелой нефти месторождения X осуществляется с применением тепловых методов воздействия. В частности, для повышения эффективности работы горизонтальных и вертикальных добывающих скважин применяется технология паротепловой обработки скважин (ПТОС).

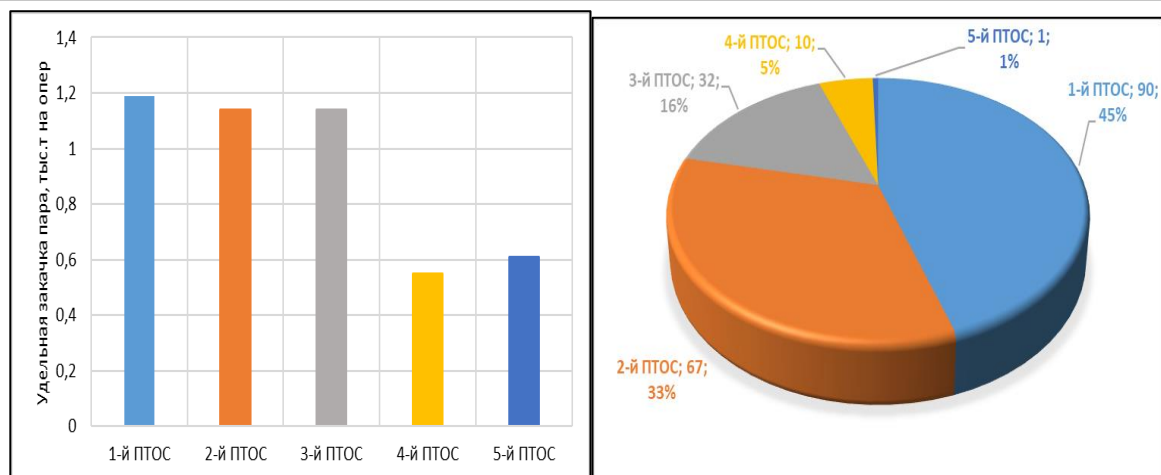


Рисунок 2 – Количество скважинно-операций по кратности циклов. Удельная закачка пара по кратности циклов

В течение двух лет было проведено 200 пароциклических обработок. В первый год было проведено 79 операций ПТОС, общий объем закачки пара за год составляет 89,0 тыс.т. Во второй год было проведено 121 операций ПТОС, общий объем закачки пара за второй год составляет 230,8 тыс.т. Удельная закачка пара на одну скважинно-операцию в первый год составляет 0,61 тыс.т на вертикальном фонде, 1,51 тыс.т на горизонтальном, во второй год - 0,99 на ВС и 1,44 на ГС.

За два года на фонде добывающих скважин проводили ПТОС не однократно. На рисунке 2 представлены количество скважинно-операций и удельная закачка пара по количеству циклов.

На первый и второй циклы приходится основное количество ПТОС (90 и 67 соответственно), в третьем цикле выполнено 32 обработки, в четвертом – 10 и пятый - одна. Относительно удельной закачки пара, первый, второй и третий циклы практически одинаковы (1,19 тыс.т/сква.опер, 1,14 тыс.т/сква.опер, 1,14 тыс.т/сква.опер соответственно) и превышают почти в два раза четвертый (0,55 тыс.т/сква.опер) и пятый (0,61 тыс.т/сква.опер) циклы. На рисунке 3.2.29-3.2.30 представлены количество скважинно-операций и удельная закачка пара по кратности циклов в соответствии с конструкцией скважин.

Для оценки эффективности ПТОС на месторождении построены приведенные графики динамики основных показателей работы скважин в период за три месяца до обработки и 24 месяца после для каждого цикла ПТОС, а также для вертикальных и горизонтальных скважин месторождения (рисунок 3-5).

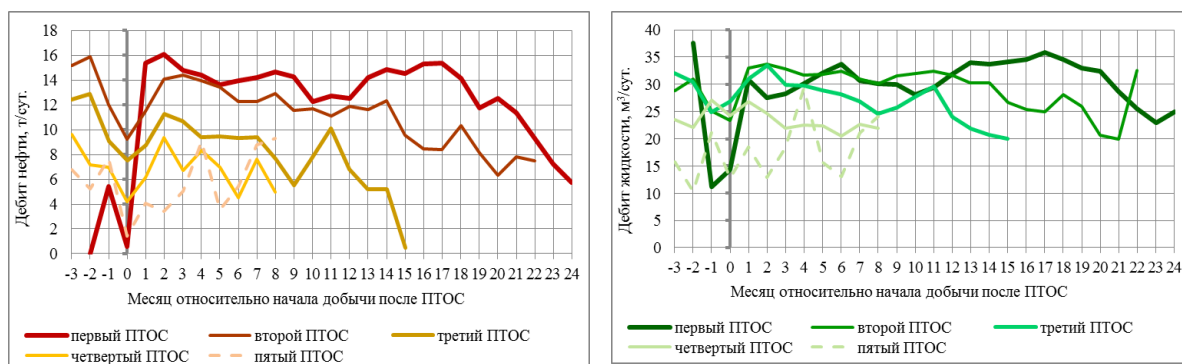


Рисунок 3 – Приведенный график дебитов нефти, жидкости и обводненности относительно месяца ПТОС

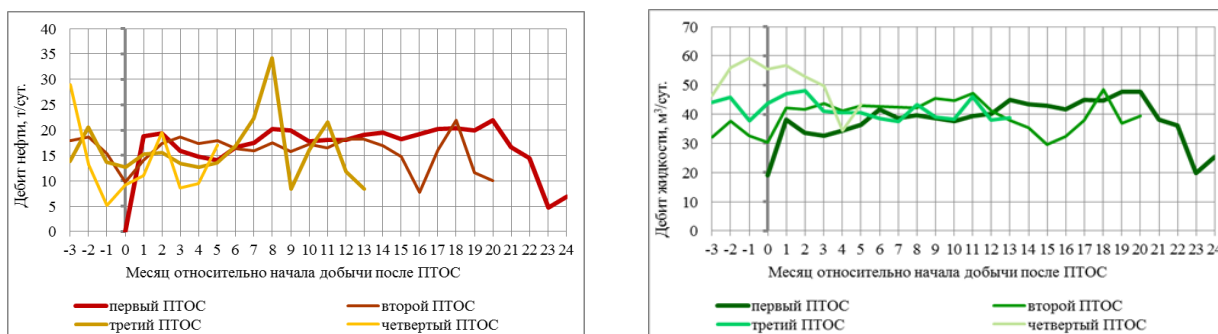
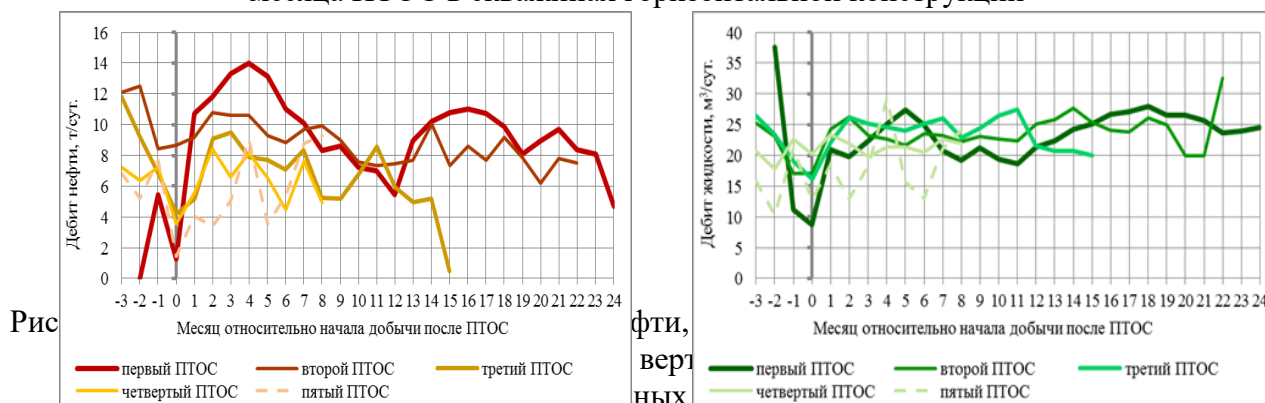


Рисунок 4 – Приведенный график дебитов нефти, жидкости и обводненности относительно месяца ПТОС в скважинах горизонтальной конструкции



увеличение дебитов нефти с после обработок призабойной зоны пласта после первого цикла и установить тенденцию к снижению длительности эффекта от первого цикла к последующему.

Дополнительная добыча нефти после ПТОС составила – 100,4 тыс.т, из которых на первый цикл приходится 50,3 тыс. т, на второй – 36,9 тыс.т, на третий – 10,6 тыс.т, на четвертый – 2,5 тыс.т и на пятый цикл – 0,1 тыс.т. Удельная дополнительная добыча нефти составила 1,3 тыс.т/скв.опер., 1,1 тыс.т/скв.опер., 0,5 тыс.т/скв.опер., 0,3 тыс.т/ скв.опер. и 0,1 тыс.т/ скв.опер - для первого, второго, третьего, четвёртого и пятого цикла соответственно.

Закачка пара составила – 85,9 тыс.т, из которых на первый цикл приходится 27,2 тыс. т, на второй – 29,6 тыс.т, на третий – 23,2 тыс.т, на четвертый – 5,3 тыс.т и на пятый цикл – 0,6 тыс.т. Удельная закачка пара составила 0,7 тыс.т/скв.опер., 0,87 тыс.т/скв.опер., 1,1 тыс.т/скв.опер., 0,59 тыс.т/ скв.опер. и 0,61 тыс.т/ скв.опер - для первого, второго, третьего, четвёртого и пятого цикла соответственно. Удельное паронефтяное соотношение представлено на рисунке 6.

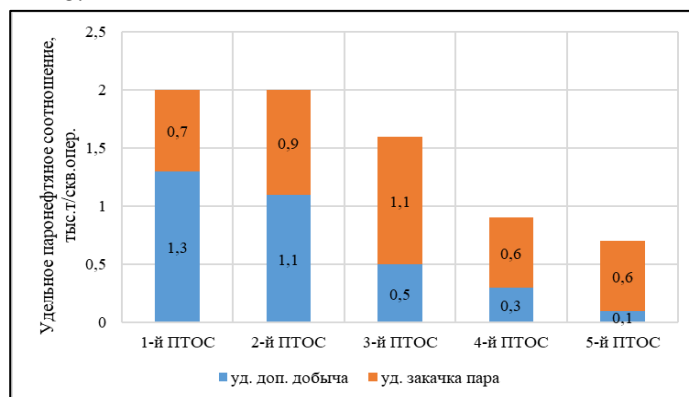


Рисунок 6 –Паронефтяное соотношение в скважинах вертикальной конструкции

Результаты анализа ПТОС в горизонтальных скважинах позволили установить

тенденцию к снижению длительности эффекта от первого цикла к последующему.

Дополнительная добыча нефти после ПТОС составила – 211,4 тыс.т, из которых на первый цикл приходится 153,1 тыс. т, на второй – 53,8 тыс.т, на третий – 4,2 тыс.т, и на четвертый цикл – 0,2 тыс.т. Удельная дополнительная добыча нефти составила 3,0 тыс.т/скв.опер., 1,6 тыс.т/скв.опер., 0,4 тыс.т/скв.опер. и 0,2 тыс.т/ скв.опер. - для первого, второго, третьего и четвертого цикла соответственно.

Закачка пара составила – 140,3 тыс.т, из которых на первый цикл приходится 80,3 тыс. т, на второй – 46,7 тыс.т, на третий – 13,1 тыс.т и на четвертый цикл – 0,2 тыс.т. Удельная закачка пара составила 1,57 тыс.т/скв.опер., 1,41 тыс.т/скв.опер., 1,20 тыс.т/скв.опер. и 0,19 тыс.т/ скв.опер. - для первого, второго, третьего и четвертого цикла соответственно.

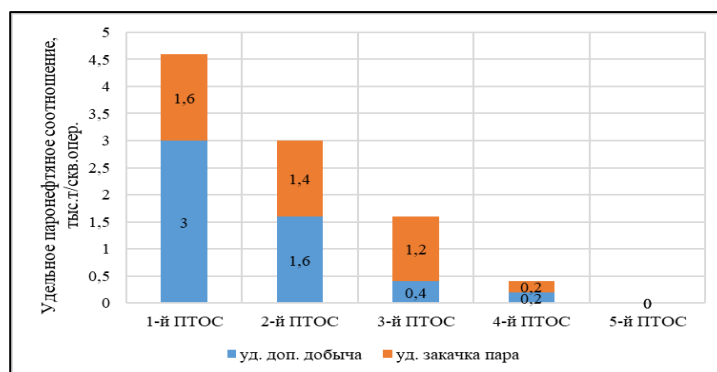


Рисунок 7 –Паронефтяное соотношение в скважинах горизонтальной конструкции

ПТОС длятся в среднем 10 дней. Длительность добычи скважин между периодами закачки при ПТОС составляет в среднем 180,5 суток, длительность всего периода (парозакачка-прогрев-добыча) – 189 суток.

Вывод

- Технология паротепловой обработки скважин (ПТОС) на месторождении X применяется для повышения эффективности работы горизонтальных и вертикальных добывающих скважин;

- На месторождении X успешно применяется технология паротепловой обработки призабойной зоны скважин. В течение двух лет было проведено 200 пароциклических обработок. В первый год было проведено 79 операций ПТОС (из них 45 на вертикальном фонде, 34 на горизонтальном), общий объем закачки пара за год составляет 89,0 тыс.т. Во второй год было проведено 121 операций ПТОС (из них 59 на горизонтальных скважинах, 62 на вертикальных), общий объем закачки пара за второй год составляет 230,8 тыс.т.;

- Проведенные испытания технологии в условиях месторождения X позволили значительно увеличить продуктивность скважин и увеличить общую добычу нефти из пласта;

- Рекомендуется увеличить бурение горизонтальных скважин. Продолжить применение паротепловых обработок (ПТОС) на новых добывающих и ранее пробуренных скважинах, как вертикальных, так и горизонтальных;

Таким образом, проведенный анализ подтверждает эффективность применения паротепловой обработки призабойной зоны в условиях месторождения X, позволяя увеличить продуктивность скважин как вертикальных, так и горизонтальных конструкций.

Список литературы

1. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28.06.2018г №17131;
2. Лысенко В.Д. – «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г;

3. Лысенко В.Д., Оптимизация разработки нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1991;
4. Аржанов Ф.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г., Бекух И.И. Термические методы воздействия на нефтяные пласты. Справочное пособие. – М. : Недра, 1995;
5. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – М. : Недра, 1998;
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000;
7. Лысенко В.Д. Тепловой метод разработки залежи высоковязкой нефти путем закачки в нефтяные пласты теплоносителя-горячей воды // Нефтепромысловое дело. – 2008. - №2;

Я.Ю. Легкодимова

«С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Қазақстан

АУЫР МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ҰНҒЫМАЛАРДЫ БУ-ЖЫЛУ ӨНДЕУДІ ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІ

Андатпа. Өндірілуі қиын мұнай қорларын игерудің тиімділігі мен бақылауын арттыру міндеті жыл сайын олардың үлесінің өсуіне байланысты маңызды бола түсуде. Ауыр мұнай кен орындарын игеру мәселесі оның жоғары тұтқырлығы мен игерудің жоғары шығындығы және мұнай беру коэффициентінің төмен мән болғаны. Бұл мақалада игеру тиімділігі мен мұнай беру коэффициентін арттыру мақсатында бу-термикалық өңдеу технологиясын қолданудың тиімділігі қарастырылады. X кен орнында бу-термикалық өңдеу технологиясын енгізу бойынша пилоттық сынақтар сәтті өткізілді.

Түйін сөздер: кен орны, мұнай,бу-термикалық өңдеу, тиімділік, мұнай беру коэффициенті.

Y.Yu.Legkodimova

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF STEAM-THERMAL TREATMENT OF WELLS IN HEAVY OIL FIELDS

Abstract. Improving the efficiency and control of the development of hard-to-recover oil reserves is becoming increasingly important due to the growth of their share every year. The problem of developing heavy oil fields lies in its high viscosity and, accordingly, low values and oil recovery coefficient at a high cost of development. This article examines the effectiveness of the use of steam-thermal treatment technology for wells in order to increase the efficiency of development and the coefficient of oil recovery. Pilot industrial tests on the introduction of PTOS technology were successfully carried out at the X field.

Keywords: field, oil, steam-thermal treatment of wells, efficiency, oil recovery coefficient.

ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ

УДК 621.798

А.Ж.Теңдібай, А.Т.Сагинаев, ғылыми жетекші«С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Қазақстан
tendibay00@mail.ru, asaginaev@mail.ru

АСФАЛЬТТЫ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ФРАКЦИЯЛАРЫН ДИЗЕЛЬ ОТЫНЫНДА ТОЗУҒА ҚАРСЫ ҚОСПАЛАР РЕТІНДЕ СЫНАУ

Андатпа. Қазақстан Республикасында төмен температуралық қасиеттері жақсартылған дизель отыны өндірісінің елеулі тапшылығы байқалады, қазіргі кезеңдегі қажеттілік жартысынан азын жабады. Табиғи-климаттық жағдайларын ескере отырып, біздің еліміз үшін төмен температурада қататын отындарға қажеттілік 40% құрайды. Осылайша, бар тапшылықты азайтуға бағытталған іс-шаралардың маңыздылығы күмән тудырмайды.

Дизель отынының майлау қабілетін арттырудың ең ұтымды әдістерінің бірі олардың құрамына арнайы тозуға қарсы қоспаларды енгізу болып табылады. Соңғы кезде дизель отынының майлау қабілетін жақсарту үшін көптеген тозуға қарсы қоспалар әзірленгенімен, іс жүзінде олардың таңдау аясы өте тар. Кейбір тозуға қарсы қоспалар мотор майларымен және басқа қоспалармен үйлесімсіздігіне байланысты жанама әсерлерді тудыруы мүмкін.

Осыған байланысты дизель отынының майлау қабілетіне жанама әсерлер тудырмайтын композициялық тозуға қарсы қоспаны әзірлеу өте өзекті мәселе болып табылады.

Жұмыста тозуға қарсы қоспа ретінде асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділер қалдықтарының этерификация өнімдерін қолданып жүргізілген зерттеулердің нәтижелері келтірілген.

Асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділердің 260-300 °С фракциясының этерификация өнімдерінің 1 көлемдік % мөлшерін "Атырау мұнай өңдеу зауыты" ЖШС-тің дизель отынының гидротазартылған фракциясына қосқанда тозу дақтарының түзетілген диаметрінің шамасы 500 мкм-ден 340 мкм-ге дейін төмендейтіні анықталды.

Кілт сөздер: дизель отыны, көптеген тозуға қарсы қоспалар, цетан индексі, цетан саны, асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділер.

Соңғы жылдары қазақстандық мұнай өңдеу саласында жоғары сапалы мотор отындарын өндіру көлемінде оң үрдістер байқалады. Мәселен, күкірті аз дизель отынының (ДО) өндірісі екі есеге жуық өсті.

ДО-ның құрамындағы күкірт қосылыстарының азаюы, бір жағынан, атмосфераға күкірт оксидтерінің шығарындыларының азаюына әкеледі, сонымен бірге шығатын газдағы қатты бөлшектер санының азаюы және отын жүйесінде шөгінділердің азаюы байқалады. Екінші жағынан, бұл ДО-ның майлау қабілетінің төмендеуіне әкеледі, бұл отын беру жүйесінің тораптары мен агрегаттарын майлау қабілетін анықтайтын, олардың тозуын тежейтін отынның маңызды пайдалану сипаттамаларының бірі.

Дизельдік қозғалтқыштардың жұмысы және олардың қоршаған ортаға әсері тұтынылатын ДО-ның сапасымен, атап айтқанда оның химиялық және фракциялық құрамымен, төмен температуралық сипаттамаларымен, күкірттің құрамымен, тығыздығымен, цетан санымен және т.б. анықталады. ДО-ның тығыздығы қозғалтқыштың қуатына, шығатын газдардың түтініне және отын шығынына үлкен әсер етеді. Мәселен, тығыздықтың 820-дан 860 кг/м³-ге дейін артуы қуаттылықтың 9%-ға артуымен қатар, отын шығынының 8%-ға және шығатын газ түтінінің 50%-ға ұлғаюына алып келеді.

Қозғалтқышты суық мезгілде іске қосу, сонымен қатар, бөлінетін газдардағы зиянды заттардың, отынның толық жанбаған өнімдерінің көбеюіне әкеледі. Мысалы, атмосфераға

бензапиреннің ең көп мөлшері қозғалтқышты салқында іске қосу және жылыту кезінде түседі, сондықтан цетан саны мен ДО-ның өздігінен тұтану температурасы үлкен маңызға ие болады.

ДО-ның майлау қабілетін арттырудың ең ұтымды әдістерінің бірі олардың құрамына арнайы тозуға қарсы қоспаларды енгізу болып табылады.

Соңғы кезде ДО-ның майлау қабілетін жақсарту үшін көптеген тозуға қарсы қоспалар әзірленгенімен, іс жүзінде олардың таңдау аясы өте тар. Кейбір тозуға қарсы қоспалар мотор майларымен және басқа қоспалармен үйлесімсіздігіне байланысты жанама әсерлерді тудыруы мүмкін.

Осыған байланысты дизель отынының майлау қабілетіне жанама әсерлер тудырмайтын композициялық тозуға қарсы қоспаны әзірлеу өте өзекті мәселе болып табылады.

Тозуға қарсы қоспалардың негізі, әдетте, талл майының карбон қышқылдары (ТМКК) болып табылады. Олар табиғи шикізат – жалпақ және қылқан жапырақты ағаштарды өңдеу арқылы алынады және целлюлоза-қағаз өнеркәсібінің жанама өнімі болып табылады [1, 2]. ТМКК негізіндегі қоспалардың негізгі кемшілігі дизель отындарының құрамындағы шайыр қышқылдарының болуына байланысты олардың тұрақтылығы мен пайдалану қасиеттерінің нашарлауы болып табылады, сондықтан мұндай қоспаларды пайдаланған кезде олардың құрамына тозуға қарсы композициялық қоспалар, деэмульгаторлар, коррозия ингибиторлары енгізіледі [3, 4].

Мұнай өңдеу зауыттарында (МӨЗ) тасымалдау мен сақтаудың ұзақ мерзімінде өз тиімділігін сақтай алатын қоспаларды – цетаноластикалық, депрессорлық және тозуға қарсы қоспаларды енгізуге болатындығы белгілі.

Негізгі отын ретінде "Атырау мұнай өңдеу зауыты" ЖШС (АМӨЗ) гидротазартылған дизель отыны пайдаланылды.

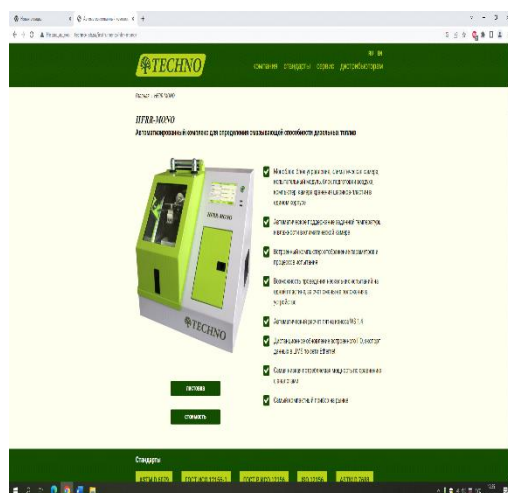
Асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділердің (АШПШ) кубтық қалдығын 10% фракцияларға бөлгеннен кейін (1-кесте), олардың дизель отынының тозу дақтарының түзетілген диаметрінің (ТДТД) мәнін өзгерту қабілеті зерттелді. Сынақ үшін ДО-ның гидротазалаудан кейінгі 173–350 °C фракциясы таңдалды. Қазіргі уақытта ТДТД мәнін төмендететін қоспалар ретінде концентрациясы 0,005-0,2% болатын импорттық реагенттер (BASF, Lubrizol, Infineum) қолданылады. Осыған байланысты біздің зерттеуіміз шетелдік қоспалардың орнына отандық қоспаларды дайындаудың маңыздылығымен байланысты.

Кесте 1 – Кубтық қалдықтың 10 көлемдік % фракцияларының қайнау температурасы

10 көлемдік % фракциялар	Фракциялардың қайнау температуралары, °C
1	87-162
2	162-206
3	206-223
4	223-236
5	236-245
6	245-262
7	262-275
8	275-288
9	288-298

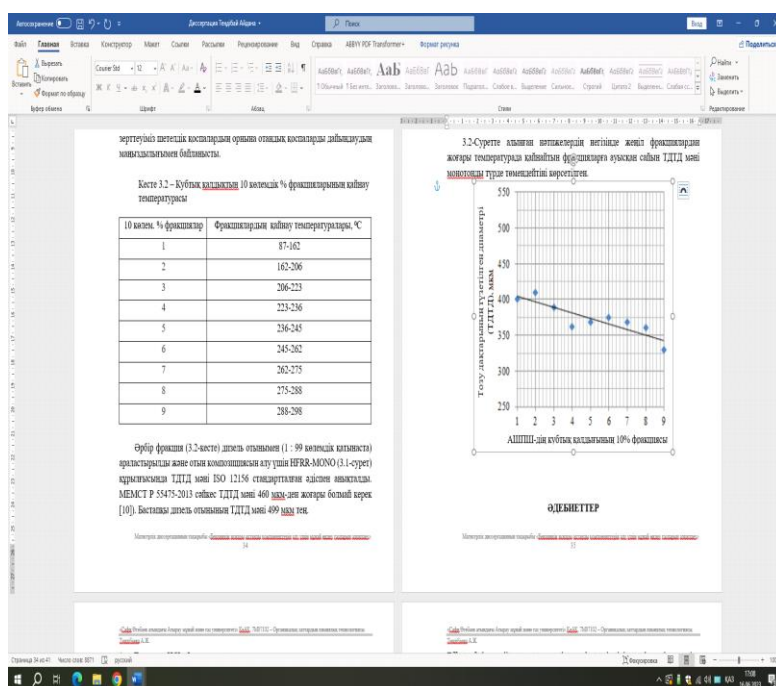
Әрбір фракция дизель отынымен (1 : 99 көлемдік қатынаста) араластырылды және отын композициясын алу үшін HFRR-MONO (1-сурет) құрылғысында ТДТД мәні ISO 12156

стандартталған әдіспен анықталды. МЕМСТ Р 55475-2013 сәйкес ТДТД мәні 460 мкм-ден жоғары болмауы керек [5]). Бастапқы дизель отынының ТДТД мәні 499 мкм тең.



Сурет 1. Дизель отынының майлағыштығын анықтауға арналған HFRR-MONO автоматтандырылған құрылғысы

2-Суретте алынған нәтижелердің негізінде жеңіл фракциялардан жоғары температурада қайнайтын фракцияларға ауысқан сайын ТДТД мәні монотонды түрде төмендейтіні көрсетілген.



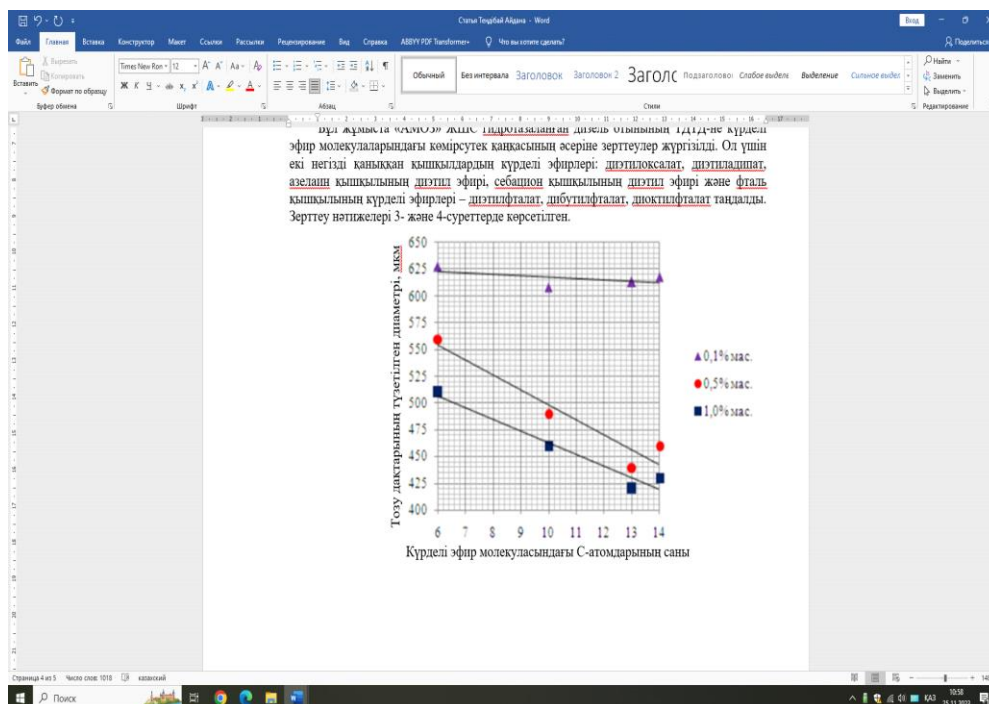
Сурет 2. Құрамында 1 көлемдік % АШПШ-дің кубтық қалдығы бар отын композициясының ТДТД мәндері

АШПШ-дің кубтық қалдығының фракциялық құрамы мен физика-химиялық қасиеттері 2-кестеде келтірілген.

Кесте 2 – АШПШ-дің кубтық қалдығының физика-химиялық қасиеттері

Көрсеткіштердің аталуы	Мәндері
Фракциялық құрамы, °C:	
- қайнауудың басталу температурасы, төмен емес	140
- 50% айналатын температура	190
- 96% айналатын температура	255
- қайнауудың аяқталу температурасы, жоғары емес	270
Жабық тиглде анықталатын тұтану температурасы, °C, аз емес	75
Судың мөлшері, масс. %, артық емес	0,2
20 °C кезіндегі тығыздық, кг/м ³ , осы шамада	840-880

Бұл жұмыста «АМӨЗ» ЖШС гидротазаланған дизель отынының ТДТД-не күрделі эфир молекулаларындағы көмірсутек қанқасының әсеріне зерттеулер жүргізілді. Ол үшін екі негізді қаныққан қышқылдардың күрделі эфирлері: диэтилоксалат, диэтиладипат, азелаин қышқылының диэтил эфирі, себацион қышқылының диэтил эфирі және фтал қышқылының күрделі эфирлері – диэтилфталат, дибутилфталат, диоктилфталат таңдалды. Зерттеу нәтижелері 3-суретте көрсетілген.



Сурет 3. Құрамында қымыздық, адипин, азелаин және себацин қышқылдарының диэтил эфирлері бар АШПШ-дің кубтық қалдығының дизель отынындағы ТДТД мәндері

Алынған мәліметтерге сәйкес жанармай құрамына 0,1 масс. % мөлшерде енгізілген қаныққан қышқылдың күрделі эфирі майлауға айтарлықтай әсер етпейді (3-сурет). Отын құрамына зерттелген эфирлерді 0,5 масс. % концентрацияда енгізгенде, гидротазаланған дизель отынмен салыстырғанда ТДТД сәйкесінше 30%-ға дейін, ал олардың мөлшері 1,0 масс. % болғанда ТДТД 33%-ға төмендейді. Сонымен қатар, мольдік массаның жоғарылауымен (эфир молекуласындағы көміртегі атомдарының саны) ТДТД мәні төмендейді.

Рапс майы негізіндегі қоспалар да осындай әсер етеді [6, 7], дегенмен олардың физика-химиялық көрсеткіштері тұрақты емес, өсімдік материалының құрамына байланысты

өзгереді, сақтау және тасымалдау кезінде тотығу ыдырауына ұшырайды. Бұл қиындықтарды синтетикалық антиоксиданттарды қолдану арқылы жеңуге тура келеді, бұл өз кезегінде қымбатқа түседі және дизель отынының сапасына күтпеген жерден әсер етеді. Бұл жағдайлар биоматериалдарды қоспалардың негізгі көзі ретінде қарастыруға мүмкіндік бермейді және мұнай-химия қышқылдарының күрделі эфирлерін техникалық мақсатта пайдаланудың маңыздылығы күмән тудырмайды.

Ашық ғылыми әдебиеттер көздеріне шолу жасау негізінде [8, 9] дизель отынын изодепарафиндеу (гидроизомерлеу) процесінде бифункционалды катализаторды қышқылдық құрамдас бөлігі ретінде пайдалану үшін ең қолайлы құрылымы мен қасиеттері бар цеолиттік материалдар таңдалды. Цеолиттерді таңдаудағы маңызды фактор оларды отандық кәсіпорындарда өндіру мүмкіндігі болды.

Таңдалған цеолит ZSM-5 гидродепарафиндену процесі катализаторының қышқылды құрамдас бөлігі болып табылатыны және олар венгриялық MOL фирмасының «MOLDEW» зауытында дизельдік фракцияларды изопарафиндеу процесінде қолданылатыны белгілі [10].

Pt/ZSM-5 катализаторында АШПШ-дің 260-300 °C фракциясын гидроизомерлеу процесін зерттеу 10 МПа қысымда және 700 °C температурада ағынды зертханалық қондырғыда жүргізілді.

Гидроизомеризация процесінде алынған өнімдер газ хроматографиясы әдісімен жалын иондаушы детектормен және капиллярлық колонкамен жабдықталған Shimadzu GC-9A хроматографында, сондай-ақ «Varian 3900 Saturn 2100» хромато-масс-спектрометр құрылғысында талданды. Хроматографиялық талдаулардың нәтижелері бастапқы парафиндер қоспасының конверсиясын анықтауда және процесс температурасының изоалкандардың түзілу таңдамалылығына әсерін бағалауда қолданылды.

ҚОРЫТЫНДЫ

1. Қол жетімді мұнай-химия өнімдерінен дизель отынының тозуға қарсы сипаттамаларын арттыратын қоспаларды алу тәсілдері әзірленді және іске асырылды.
2. АШПШ-нің жоғары температурада қайнайтын фракциясын (260-300 °C) 1 көлем. % мөлшерін "Атырау мұнай өңдеу зауыты" ЖШС-тің гидротазартылған фракциясына қосқанда ТДТД шамасы 500 мкм-ден 340 мкм-ге дейін төмендейді.
4. Pt/ZSM-5 катализаторын қ-алкандардың гидроизомерленуін 360 °C температурада 95 масс. % конверсиясымен жүргізуге қолдану мүмкіндік беретіні анықталды.
5. Pt/ZSM-5 катализаторы гидроизомерлену процесінде 360 °C-тан жоғары температурада белсенділігін жоғалтады.

Әдебиеттер

1. López C.M., López C.M., Guillén Y., García L., Gómez L., Ramírez A. n-Pentane Hydroisomerization on Pt Containing HZSM-5, HBEA and SAPO-11 // Catalysis Letters. – 2008. – Vol. 122. – Issue 3. – P. 270-281.
2. Бурюкин Ф.А., Косицина С.С., Савич С.А., Смирнова Е.В., Хандархаев С.В. Улучшение качества низкозастывающих дизельных топлив в процессе каталитической депарафинизации // Известия Томского политехнического университета. Химия и химические технологии. – 2014. – № 3. – С. 16-21.
3. Электронный ресурс – URL: <http://minenergo.gov.ru/node/3849>.
4. Napadovskii V.V., Ezhov V.V., Baklashov K.V., Lebedev Yn.N., Levandovskii A.S., Zaitsev V.G. Unit for Exhaustive Hydrorefining of Diesel Fuel. Construction and Startup at Rosneft' Oil Co. Komsomolsk Oil Refinery OJSC // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2006. – V. 42. – № 5. – P. 325-331.

5. ГОСТ Р 55475-2013 Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 12 с.
6. Сидрачева И.И. Синтез противоизносной присадки к дизельным топливам на основе рапсового масла и н-бутилового спирта // Дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2009. – 132 с.
7. Халикова Д.А., Меньшикова Т.С. Актуальность проблемы разработки цетаноповышающих присадок к дизельному топливу // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 2. – С. 110-119.
8. ГОСТ 12525-85 Цетан эталонный. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 6 с.
9. Gergely J., Gergely J., Perger J., Szalmas-Pecsvári G. Hydrowaxing Process at Danube Refinery // PTQ. – 1996/97. – № 1. – P. 38-53.
10. Eswaramoorthi I., Lingappan N. Ni–Pt loaded silicoaluminophosphate molecular sieves for hydroisomerisation of n-heptane. // Journal of Molecular Catalysis A: Chemical. – 2004. – Vol. 218. – P. 234-238.

А.Ж.Тендібай, А.Т.Сагинаев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»

ИСПЫТАНИЕ ФРАКЦИЙ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В КАЧЕСТВЕ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ ДОБАВОК В ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ

Аннотация. В Республике Казахстан наблюдается значительный дефицит производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными свойствами, потребность на современном этапе покрывает менее половины. С учетом природно-климатических условий потребность в топливе, застывающим при низкой температуре для нашей страны составляет 40%. Таким образом, важность мероприятий, направленных на сокращение существующего дефицита, не вызывает сомнений.

Одним из наиболее рациональных способов повышения смазывающей способности дизельного топлива является введение в их состав специальных противоизносных смесей. Хотя в последнее время было разработано множество противоизносных добавок для улучшения смазывающей способности дизельного топлива, на практике их выбор очень узок. Некоторые противоизносные добавки могут вызывать побочные эффекты из-за несовместимости с моторными маслами и другими добавками.

В связи с этим разработка композиционной противоизносной смеси, не вызывающей побочных эффектов на смазывающую способность дизельного топлива, является весьма актуальной проблемой.

В работе приведены результаты проведенных исследований с использованием продуктов этерификации остатков асфальто-смолисто-парафиновых отложений в качестве противоизносной добавки.

Установлено, что при добавлении 1 объемного % продуктов этерификации фракции 260-300 °С асфальто-смолисто-парафиновых отложений к гидроочищенной фракции дизельного топлива ТОО "Атырауский нефтеперерабатывающий завод" величина скорректированного диаметра пятен износа снижается с 500 мкм до 340 мкм.

Ключевые слова: дизельное топливо, противоизносные добавки, цетановый индекс, цетановое число, асфальто-смолисто-парафиновые отложения.

A.Zh.Tendibay, A.T.Saginaev

NJSC "Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva", Atyrau, Kazakhstan

TESTING OF FRACTIONS OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS AS ANTIWEAR ADDITIVES IN DIESEL FUEL

Abstract. In the Republic of Kazakhstan there is a significant deficit of production of diesel fuel with improved low-temperature properties, the need at the present stage covers less than half. Taking into account natural and climatic conditions, the need for fuel with low-temperature properties for our country is 40%. Thus, the importance of measures aimed at reducing the existing deficit is beyond doubt.

One of the most rational ways to increase the lubricity of diesel fuel is the introduction of special anti-wear mixtures into their composition. Although many anti-wear additives have been developed recently to improve the lubricity of diesel fuel, in practice, their choice is very narrow. Some anti-wear additives may cause side effects due to incompatibility with engine oils and other additives.

In this regard, the development of a composite antiwear mixture that does not cause side effects on the lubricity of diesel fuel is a very urgent problem.

The paper presents the results of the conducted research using esterification products of asphalt-resin-paraffin residues as an antiwear additive.

It is established that at addition of 1 volume % of esterification products of 260-300 °C fraction of asphalt-resin-paraffin deposits to hydrotreated fraction of diesel fuel of "Atyrau Oil Refinery" LLP the value of corrected diameter of wear spots decreases from 500 µm to 340 µm.

Keywords: diesel fuel, anti-wear additives, cetane index, cetane number, asphalt-resin-paraffin deposits.

УДК 544.478:665

М.М.Мусағалиева, А.Т.Сагинаев, ғылыми жетекші

«С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Қазақстан
mussagaliyeva.mm@gmail.com, asaginaev@mail.ru

ПАЛЛАДИЙ КАТАЛИЗАТОРЫНДА АЦЕТИЛЕННІҢ КАТАЛИТИКАЛЫҚ ӨЗГЕРІСТЕРІ

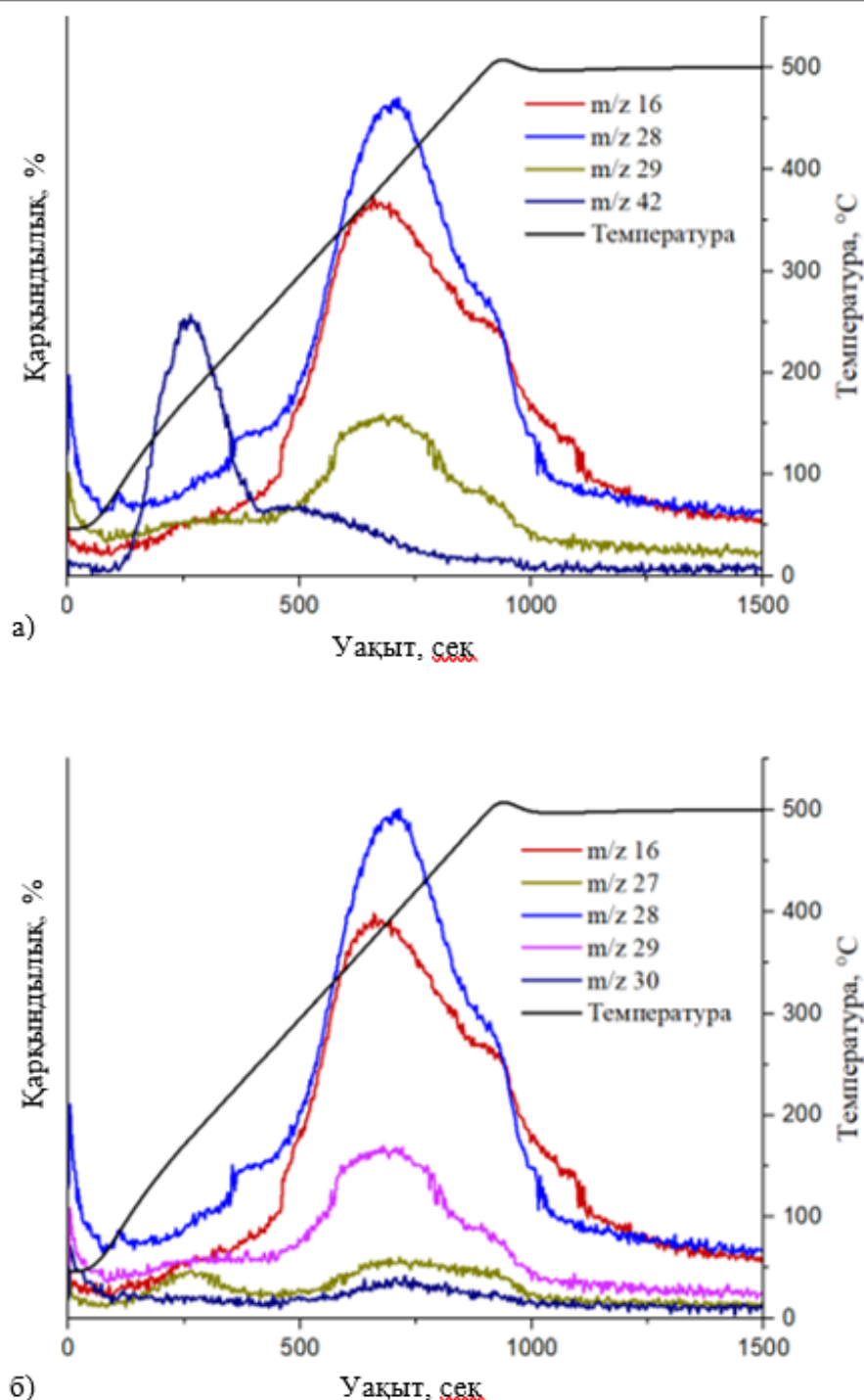
Аннотация. Ацетиленді көмірсутектерді гидрлеу процестерінің ішінде таңдамалы гидрлеу технологиялық және экономикалық тұрғыдан ең күрделі және сонымен бірге маңызды болып табылады. Ацетиленді таңдамалы гидрлеу катализаторларына қойылатын негізгі талаптар – этилен бойынша жоғары таңдамалылық, жоғары белсенділік және регенерация аралық уақыттың ұзақ болуы.

Мақалада палладий бетіндегі металлорганикалық қосылыстардың топохимиялық ыдырауы арқылы алынған Pd-Fe/Al₂O₃ және Pd-Mn/Al₂O₃ биметалдық катализаторларды синтездеу және ацетиленді таңдамалы гидрлеу реакциясын зерттеу нәтижелері талданады. Монометалл палладий катализаторын темірмен де, марганецпен де промотрлау этилен бойынша таңдамалылықтың жоғарылауына әкелетіні көрсетілген, ал марганецпен промотрлау жағдайында белсенділіктің жоғарылауы байқалады. Катализатордың этилен бойынша таңдамалылық қасиетінің жоғарылауы және промотрланған катализаторда сутектің хемосорбциясы арасындағы байланыстың болуы көрсетілген.

Кілт сөздер: ацетилен, гидрлеу, биметалдық катализаторлар, палладий, темір, марганец.

Мұнай-химиясына арналған мономерлер өндірісі, әдетте, сұйық және/немесе газ тәрізді көмірсутек фракцияларының пиролизінен басталады [1-4]. Бұл процесте өнімдердің кең спектрі түзіледі, солардың арасынан пирогазды (құрамында H₂, CO және C₁-C₄ фракция) алу үшін қолданылатын пироконденсатты (C₅-C₁₀ көмірсутектер) және пиролиз шайырын (C₁₀+ көмірсутектер) бөліп қарастырады.

Ацетиленді гидрлеуде барлық VIIIБ металдары, сондай-ақ Іб топтары каталитикалық белсенділік көрсетеді, зерттелген промоторлардың спектрі одан да кең [5, 6]. Тасымалдаушы ретінде материалдардың өте кең ауқымы зерттелді – дәстүрлі оксидтерден (алюминий, кремний, титан, магний, церий), шпинельдер мен көміртектен бастап, металлорганикалық каркасты құрылымдары мен тармақталған полимерлер сияқты өте күрделі құрылымдарға дейін. Металдарды пайдаланбай графенді катализаторларда ацетиленді гидрлеу туралы мәліметтер де жарияланды [7].



Сурет 1 – H_2 ағынында қалпына келтірілген 0,75% $\text{Pd}/\text{Al}_2\text{O}_3$ бетіндегі ферроценнің ыдырауының масс-спектрі: а) – қарқындылығы жоғары иондар; б) – CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 иондары

Қазіргі уақытта зерттелетін катализаторлардың көпшілігінде Pd бар, ол $\text{C}\equiv\text{C}$ және $\text{C}=\text{C}$ байланыстарды гидрлеу реакцияларында өте жоғары белсенділік көрсетеді, алайда сәйкес олефиндердің төмен селективтілігімен сипатталады, әсіресе ацетиленді мен диенді көмірсутектердің жоғары конверсияларында. Сондықтан палладийдің промоторлары ретінде көптеген элементтер зерттелді.

Қалпына келтірілген палладий катализаторының бетінде ферроценнің ыдырауы жақсы сигнал-шу қатынасын қамтамасыз ету үшін 0,75% $\text{Pd}/\text{Al}_2\text{O}_3$ катализаторының үлгісінде зерттелді. Сканерлеу масса/заряд (m/z) қатынасы 1-200 болатын иондар диапазонында жүргізілді.

Ферроценнің H_2 ағынында 30-500 °C температура диапазонында 0,75% $\text{Pd}/\text{Al}_2\text{O}_3$

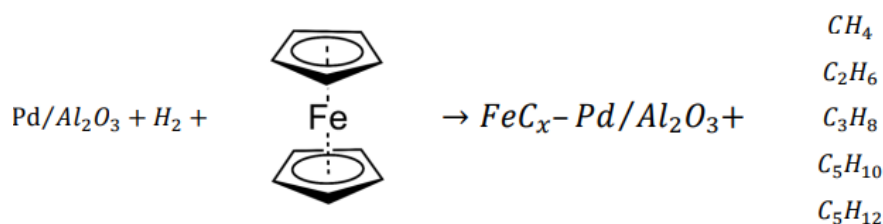
қалпына келтірілген катализаторда ыдырауы кезінде сәл өзгеше көрініс байқалады. Ең жоғары қарқындылықтағы ион белгілері 1а-суретте көрсетілген.

m/z 39-42, 55, 70 иондарын циклопентанның иондануы кезінде түзілетін фрагменттерге жатқызуға болады [8]. Осылайша, циклопентадиенил сақиналарының бөлінуі туралы қорытынды жасауға болады, содан кейін оларды циклопентанға дейін гидрлейді (немесе циклопентадиенил лигандтарын гидрлейді, содан кейін оларды бөледі) ферроцен 250 °С дейін қызған қалпына келтірілген палладий катализаторының бетінде сутегі ағынында ыдырайды.

Ыдырау спектрінде ~180 °С және ~400 °С температурада максимум ион шыңдары пайда болады. ~180 °С температурада m/z 39-42, 55, 70 иондар шыңдары, ал ~400 °С температурада – m/z 16, 27, 28, 29 иондар шыңдары байқалады (1б-сурет). 180 °С температурадағы шыңдар ферроценнің 250 °С дейін қызған кезде ыдырауымен бірдей сипатқа ие.

Масс-спектрометриялық талдау деректеріне сүйене отырып, ферроценнің төмен температуралық ыдырауында (≤ 250 °С) катализатор пайда болады деген қорытынды жасауға болады, оның бетінде палладий жартылай сақталған циклопентадиенил лигандтарымен байланысқан темір атомдарымен "жабылған". Ферроценнің жоғары температурада ыдырауы кезінде (≤ 500 °С) циклопентадиенил лигандтарымен, сондай-ақ көмірсутек лигандтарының крекингінен пайда болған темір карбидтерімен байланыспаған темір атомдарымен "жабылған" Палладий орталықтарының қабаты пайда болады.

Осылайша, сутегі ағынында ферроцен ыдыраған кезде шығатын газды масс-спектрометриялық талдау нәтижелеріне сүйене отырып, Pd мен ферроцен арасындағы реакция тізбек түрінде ұсынылуы мүмкін:



Кинетикалық аймақта ацетиленнің селективті гидрлеу реакциясының жүруін қамтамасыз ету үшін құрамында палладий мөлшері аз Pd/Al₂O₃ катализаторы дайындалды. Дайындалған Pd/Al₂O₃ катализаторының атомдық-абсорбциялық спектроскопия нәтижелері ондағы Pd мөлшері 0,068% екенін көрсетті, бұл катализаторларды сынау жағдайында кинетикалық аймақта жұмыс істеуге мүмкіндік берді. Берілген катализатордағы палладий дисперсиясы туралы ақпарат СО импульстік химосорбция әдісімен алынды және 1-кестеде келтірілген.

Кесте 1 – 0,068% Pd/Al₂O₃ катализатордағы палладийдің дисперстлігі туралы мәлімет

Параметрлер	Өлшем бірліктері	Мәндері
Pd дисперстлігі	%	27,8
Pd беткі қабаты	м ² /г кат	0,0842
Pd беткі қабаты	м ² /г Pd	124
Pd кристаллиттерінің орташа диаметрі	нм	4,0

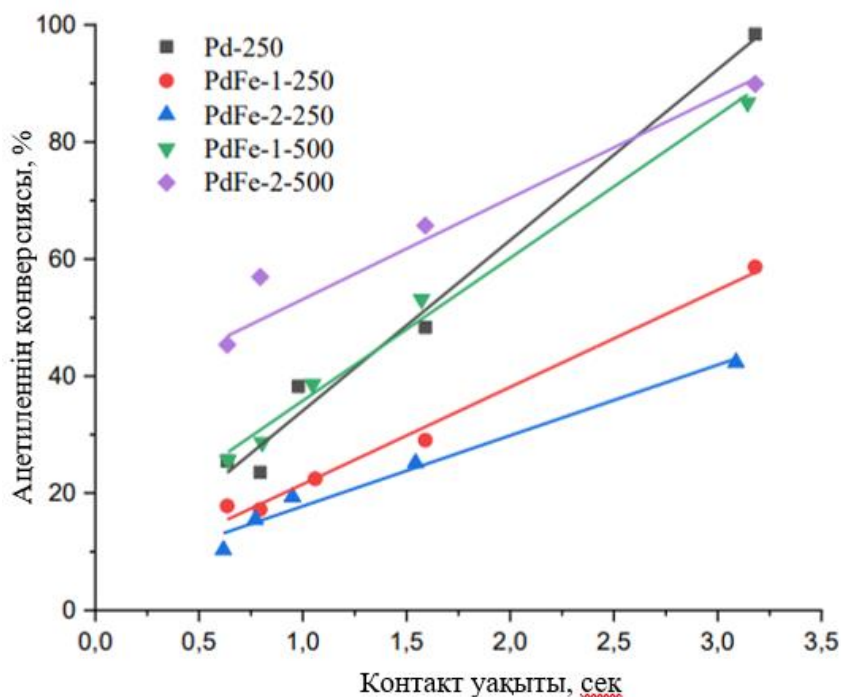
Соңынан дәл осы катализатор ферроценмен модифицирленді. Құрамында 0,75% палладий бар үлгілер кинетикалық аймақта, тіпті төмен температурада да тым белсенді болып шықты. 0,068% Pd/Al₂O₃ катализаторының, сондай-ақ оның негізінде алынған, әртүрлі

Fe/Pd қатынасы бар, Pd-Fe/Al₂O₃ H₂ ағынында әртүрлі өңдеу температураларында алынған үлгілерінің физика-химиялық қасиеттері, 2-кестеде келтірілген. Әрбір катализатордың белгіленуі оның құрамындағы белсенді металдарды, Fe/Pd мольдік қатынасын және H₂ ағынындағы катализаторды өңдеудің соңғы температурасын көрсетеді.

Кесте 2 – Pd-Fe/Al₂O₃ катализаторының физика-химиялық қасиеттері

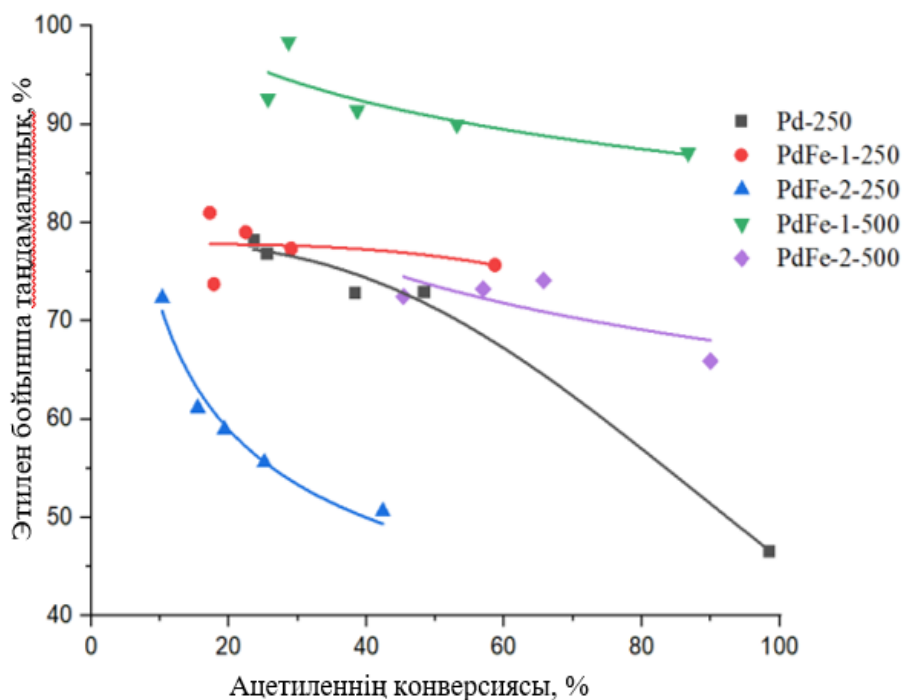
Үлгі	Құрамы (% мас.)	Температура, °C	S _{БЭТ} , м ² /г	Хемосорбция H ₂ , μмоль/г кат
Pd-250	0,068% Pd	250	133	1,20
PdFe-1-250	0,068% Pd-0,035%Fe	250	147	0,244
PdFe-1-500	0,068% Pd-0,035%Fe	500	143	0,322
PdFe-2-250	0,068%Pd-0,073%Fe	250	141	0,183
PdFe-2-250	0,068%Pd-0,073%Fe	500	145	0,309

0,068% Pd/Al₂O₃ катализаторында, сондай-ақ оның негізінде алынған Pd-Fe катализаторларында ацетилен конверсиясының контакт уақытынан тәуелділігі 2-суретте көрсетілген. Промотрланбаған Pd-250 катализаторы да күткендей жоғары белсенділікті көрсетеді. Сызықтық тәуелділік реакцияның нөлдік ретін көрсетеді. 250 °C температурада ферроценнің ыдырауы жүргізілген катализаторлар (PdFe-1-250 және PdFe-2-250) айтарлықтай төмен белсенділікпен ерекшеленеді, себебі ішінара ыдыраған ферроцен реагенттердің адсорбциясына кедергі келтіруі мүмкін.



Сурет 2 – Pd-Fe/Al₂O₃ катализаторында 45 °C температурада ацетилен конверсиясының контакт уақытынан тәуелділігі

3-суретте Pd-Fe катализаторларында этилен бойынша таңдамалылықтың ацетиленнің конверсиясынан тәуелділігі көрсетілген.



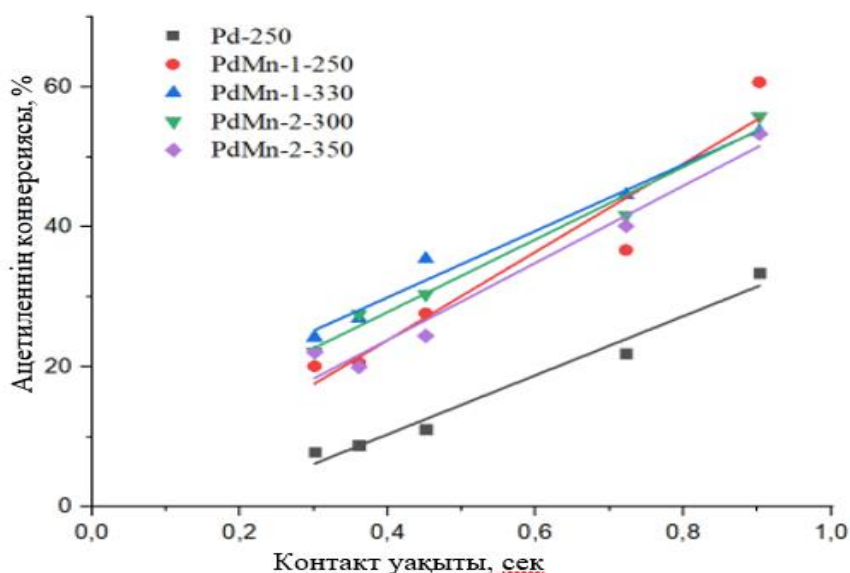
Сурет 3 – Pd-Fe/Al₂O₃ катализаторында 45 °C температурада этилен бойынша таңдамалылықтың ацетиленнің конверсиясынан тәуелділігі

Дегенмен тәуелділіктер сызықтық күйінде қалады, яғни реактивтер бойынша нөлдік тәртіп сақталады. Өңдеу температурасын 250-ден 500 °C дейін көтергенде, катализаторлардың белсенділігі (PdFe-1-500 және PdFe-2-500) айтарлықтай артады және монометалл Pd-250 белсенділігіне жетеді.

Промотрланбаған Pd-250 катализаторы салыстырмалы түрде жоғары таңдамалылықты көрсетті (~70-75%), алайда конверсия төмен (<50%). "Төмен температуралы" катализаторлардың ішінен темірдің мөлшері төмен үлгісі – PdFe-1-250 таңдамалы болып шықты. Темірдің мөлшерін көтеру таңдамалылықтың Pd-250 катализаторымен салыстырғанда 51% және ацетилен конверсиясының 42% төмендеуіне әкелді. Ферроценнің жоғары температуралық ыдырауы, керісінше, таңдамалылықтың айтарлықтай өсуіне әкелді: PdFe-2-500 катализаторы 90% конверсияда 66% таңдамалылықты көрсетті. Ең таңдамалы PdFe-1-500 болды, онда ацетиленнің 87% конверсиясында таңдамалылық 88% құрады.

Сонымен, дайындалған PdFe катализаторларының белсенділігі мен таңдамалылығы туралы мәліметтерге сүйене отырып, өңдеудің оңтайлы температурасы 500 °C, ал оңтайлы мольдік қатынасы Fe/Pd ~1 деп қорытынды жасауға болады. Бұрын айтылғандай, бұл өңдеу ферроценнің темірге дейін ыдырауын және темір карбидтерінің белгілі бір мөлшерінің түзуін қамтамасыз етті.

4-Суретте ацетилен конверсиясының ($X_{C_2H_2}$) 40 °C температурадағы үлгілер үшін байланыс уақытынан (t) тәуелділігі көрсетілген. Mn-пен промотрланған барлық үлгілер үшін конверсия Mn мөлшеріне және өңдеу температурасына қарамастан бір деңгейде (қателік шегінде) болады. Сонымен қатар, осы байланыс уақытында марганецпен промотрланған катализаторлар промотрланбаған Pd-250-ге қарағанда айтарлықтай үлкен (~20%) конверсияны қамтамасыз етеді. Сызықтық тәуелділік $X_{C_2H_2}(t)$ реакцияның нөлдік ретін көрсетеді.



Сурет 4 – 40 °С кезіндегі Pd-Mn/Al₂O₃ катализаторлары үшін ацетилен конверсиясының контакт уақытынан тәуелділігі

40 °С температура кезіндегі барлық үлгілер үшін этилен бойынша таңдамалылықтың ацетиленнің конверсиясынан тәуелділігі 5-суретте көрсетілген.

Pd-250 катализаторында этилен бойынша таңдамалылық ең төмен және 70%-дан аспайды. Промотрланған Mn катализаторлары ацетиленнің 70% және одан жоғары конверсиясына дейін 80-92% деңгейінде сақталатын жоғары таңдамалылықпен ерекшеленеді, бұл ацетиленнің этилен мен этанға айналуының параллель схемасын көрсетеді: $C_2H_6 \leftarrow C_2H_2 \rightarrow C_2H_4$.

PdMn-1-250 катализаторы 70% конверсия кезінде ~91% таңдамалылықты көрсетеді. Өңдеу температурасын 330 °С-қа дейін арттыру (PdMn-1-330) және осылайша қатты адсорбцияланған СО лигандларын алып тастау 70% конверсия кезінде таңдамалылықты ~80% дейін төмендетеді.

3-Кестеде ғылыми әдебиеттерде ұсынылған, сондай-ақ біз дайындаған катализаторлардың жұмыс параметрлері келтірілген. Дайындалған катализаторлардың белсенділіктері ғылыми әдебиеттерде ұсынылған катализаторлардың ең жақсы деңгейіне айналым жиілігі тұрғысынан (TOF – turnover frequency) сәйкес келеді, сонымен бірге олардың таңдамалылығының асып түсетіндігін атап өтуге болады.

Кесте 3 – Кейбір Pd-құрамдас ацетиленді гидрлеу катализаторларының қасиеттерін салыстыру

Әдебиеттер	Катализаторлар	T, °C	P, бар	X, %	S, %	Белсенділік, моль/г Pd/сағ	TOF, сек ⁻¹
[11]	Pd ₃₀ Ga ₇₀	200	1	99	71	0,012	-
[13]	Pd-Au/TiO ₂	70	1	100	45	~0,283	-
[12]	Pd-In/Al ₂ O ₃	60	21	~85	~40	-	0,8
[10]	Pd/шыныталшық	55	1	80	60	-	0,55
[9]	Pd ₂₀ Ag ₈₀ /Al ₂ O ₃	30	10	67	72	-	0,5
Өзіміз дайындаған	PdFe-1-500	35	1	87	88	1,67	0,31
	PdMn-2-300	40	1	87	87	4,22	0,74

ҚОРЫТЫНДЫ

1. Металлорганикалық қосылыспен (ферроцен) тотықсыздандырылған палладийді модифицирлеу арқылы ацетиленді гидрлеу үшін құрамында таңдамалы және белсенді палладийқұрамдас катализаторларды алу тәсілі игерілді. Тотықсызданған палладийқұрамдас катализатордың бетіндегі ферроценнің фотохимиялық ыдырау заңдылықтары жүйелі түрде зерттелді.

2. Алғаш рет ацетиленді гидрлеу реакциясында палладий бетіндегі промотрлік элементтердің – металлорганикалық прекурсорлардың топохимиялық ыдырауы арқылы алынған $\text{Pd-Fe/Al}_2\text{O}_3$ және $\text{Pd-Mn/Al}_2\text{O}_3$ катализаторлары зерттелді. Темірмен және марганецпен промотрлау палладийдің сутегі химосорбциясын тежейтіні көрсетілген. Темірмен немесе марганецпен промотрлау монометалл палладий катализаторымен салыстырғанда катализаторлардың этилен бойынша таңдамалылығының жоғарылауына, ал марганецпен промотрлау катализатор белсенділігінің жоғарылауына әкелетіні анықталды. Жоғары таңдамалылыққа қол жеткізу үшін Fe/Pd моль қатынасы ~ 1 , ал Mn/Pd қатынасы ~ 2 оңтайлы екендігі көрсетілген.

3. Ацетиленді гидрлеу процесінің экспериментті түрде негізделген сызбасы ұсынылды. Промотрланған палладий катализаторларының бетінде этилен мен ацетиленнің күшті химосорбциясының болатыны анықталды және $\text{Pd-Mn/Al}_2\text{O}_3$ катализаторларының бетінде этиленнің ацетиленмен адсорбциялық алмастыруының болатыны көрсетілді. Конверсия 75%-дан төмен болған жағдайда ацетиленнің этилен мен этанға гидрленуі параллель сызба бойынша жүретіні анықталды. Осы сызба негізінде ацетиленді гидрлеу процесінің кинетикалық моделі жасалды және оның кинетикалық параметрлері анықталды.

Әдебиеттер

1. Платэ Н.В., Сливинский Е.В. Основы химии и технологии мономеров. М.: Наука: МАИК «Наука/Интерпериодика» – 2002. 696 с.
2. Файзуллаев Н.И., Сагинаев А.Т., Мусулмонов Н.Х. Каталитические превращения ацетилена на бифункциональных катализаторах. Самарканд: Изд-во СамГУ, 2022, 128 с.
3. Sundaram K.M., Shreehan M.M., Olszewski E.F. Ethylene // Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. – 2003. – 42. – P. 5240– 5243.
4. Zimmermann H., Walzl R. Ethylene // Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, – 2020. – 24(6). – P. 1112– 1123.
5. Nikolaev S.A., Zhanaveskin L.N., Smirnov V.V., Averyanov V.A., Zhanaveskin K.L. Catalytic hydrogenation of alkyne and alkadiene impurities from alkenes. Practical and theoretical aspects // Russian Chemical Reviews. – 2009. – Vol. 78. – № 3. – P. 231– 247.
6. Ellert O.G., Tsodikov M.V., Nikolaev S.A., Novotortsev V.M. Bimetallic nanoalloys in heterogeneous catalysis of industrially important reactions: synergistic effects and structural organization of active components // Russian Chemical Reviews. – 2014. – Vol. 83. – № 8. – P. 718–732.
7. Primo A., Neatu F., Florea M., Parvulescu V., Garcia H. Graphenes in the absence of metals as carbocatalysts for selective acetylene hydrogenation and alkene hydrogenation // Nature Communications. Nature Publishing Group, – 2014. – Vol. 5. – P. 1–9.
8. Larsson M., Jansson J., Asplund S. The role of coke in acetylene hydrogenation on $\text{Pd}/\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ // Journal of Catalysis. – 1998. – Vol. 178. – № 1. – P. 49–57.
9. Mei D., Sheth P.A., Neurock M., Smith C.M. First-principles-based kinetic Monte Carlo simulation of the selective hydrogenation of acetylene over Pd (III) // Journal of Catalysis. – 2006. – Vol. 242. – P. 1–15.
10. Kovnir K., Armbrüster M., Teschner D., Venkov T. V., Jentoft F.C., Knop-Gericke A.,

Grin Y., Schlögl R. A new approach to well-defined, stable and site-isolated catalysts // Science and Technology of Advanced Materials. – 2007. – Vol. 8. – № 5. – P. 420–427.

11. Zhou H., Yang X., Li L., Liu X., Huang Y., Pan X., Wang A., Li J., Zhang T. PdZn Intermetallic Nanostructure with Pd-Zn-Pd Ensembles for Highly Active and Chemoselective Semi-Hydrogenation of Acetylene // ACS Catalysis. – 2016. – Vol. 6. – № 2. – P. 1054–1061.

12. Cao Y., Sui Z., Zhu Y., Zhou X., Chen D. Selective Hydrogenation of Acetylene over Pd-In/Al₂O₃ Catalyst: Promotional Effect of Indium and Composition-Dependent Performance // ACS Catalysis. – 2017. – Vol. 7. – P. 7835–7846.

13. Choudhary T. V., Sivadinarayana C., Datye A.K., Kumar D., Goodman D.W. Acetylene hydrogenation on Au-based catalysts // Catalysis Letters. – 2003. – Vol. 86. – № 1–3. – P. 1–8.

М.М.Мусағалиева, А.Т.Сагинаев

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева»

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ АЦЕТИЛЕНА НА ПАЛЛАДИЕВОМ КАТАЛИЗАТОРЕ

Аннотация. Среди процессов гидрирования ацетиленовых углеводородов селективное гидрирование является технологически и экономически наиболее сложным и в то же время важным. Основными требованиями к катализаторам селективного гидрирования ацетилена являются высокая селективность по этилену, высокая активность и длительность межрегенерационного периода.

В статье проанализированы результаты синтеза биметаллических катализаторов Pd-Fe/Al₂O₃ и Pd-Mn/Al₂O₃, полученных топометаллическим разложением металлоорганических соединений на поверхности палладия, и исследования селективного гидрирования ацетилена. Было показано, что промотирование монометаллического палладиевого катализатора железом и марганцем приводит к повышению селективности по этилену и увеличению активности в случае промотирования марганцем. Показана связь между повышением селективности катализатора по этилену и хемосорбцией водорода в промотированном катализаторе.

Ключевые слова: ацетилен, гидрирование, биметаллические катализаторы, палладий, железо, марганец.

M.M.Musagalieva, A.T.Saginaev

NJSC «Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva», Atyrau, Kazakhstan

CATALYTIC TRANSFORMATIONS OF ACETYLENE ON A PALLADIUM CATALYST

Annotation. Among the processes of hydrogenation of acetylene hydrocarbons, selective hydrogenation is technologically and economically the most complicated and at the same time important. The main requirements to catalysts for selective hydrogenation of acetylene are high selectivity for ethylene, high activity and long interregeneration period.

The paper analyses the results of synthesis of bimetallic catalysts Pd-Fe/Al₂O₃ and Pd-Mn/Al₂O₃ obtained by topochemical decomposition of organometallic compounds on palladium surface and studies of selective hydrogenation of acetylene. It was shown that promotion of monometallic palladium catalyst by iron and manganese leads to an increase in selectivity for ethylene and an increase in activity in the case of manganese promotion. The relation between the increase of catalyst selectivity for ethylene and hydrogen chemisorption in the promoted catalyst is shown.

Keywords: acetylene, hydrogenation, bimetallic catalysts, palladium, iron, manganese.

УДК 597.553:639.2/.3
МРНТИ 69.31.99

Н.Н.Попов, Г.А.Куанышева

ТОО «КазЭкопроект», Атырау, Казахстан

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Атырау, Казахстан

E-mail: fich63@mail.ru, gkuan72@mail.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ РАЗМНОЖЕНИЯ ТЮЛЕНЕЙ НА ЛЬДУ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Аннотация. Каспийское море – самое крупное бессточное озеро в мире. Основная причина, по которой Каспий все-таки считается морем, заключаются в том, что его ложе состоит из земной коры океанического типа.

Каспийское море располагается на границе Европы и Азии. Общая площадь водоема составляет 371 тыс. км², длина береговой линии – 7 000 км, максимальная глубина - 1025 м. Воды Каспия омывают берега 5-и государств – Казахстана, России, Туркмении, Ирана и Азербайджана. В море впадают реки Волга, Урал, Терек, Кура, Эмба, Самур и Атрек.

Ключевые слова: Северный Каспий, каспийский тюлень, ледокол, популяция, авиаучет, миграция.

Компания NCOC N.V. и ее предшественники на протяжении более 20 лет, начиная с 1996 г., проводят наблюдения за каспийским тюленем, изучая при этом его поведение и места скопления для предотвращения или смягчения возможного негативного воздействия на популяцию.

Исследования проводились в виде наблюдении за тюленями с борта ледоколов. Наблюдения за тюленями с борта ледоколов осуществляются ежегодно в зимний период, начиная с 1996 г. Целью этих исследований является: проведение учётов размножающихся тюленей на льду СВ Каспия в коридоре движения ледоколов для выяснения характера размещения тюленей в период щенки, совпадающим со временем зимней навигации; оценка воздействия движения ледоколов на размножающихся животных и новорождённых детёнышей; совершенствование системы мер по снижению воздействия ледоколов на популяцию каспийского тюленя в период рождения и вскармливания детёнышей.

Авиаразведочные вертолетные облеты проводились вдоль ледокольных трасс. Авиаразведочные вертолетные учеты тюленей выполняются ежегодно с целью обнаружения залёжек каспийского тюленя, с фиксацией мест их расположения, определения плотности размещения животных на них и нанесение на карту для организации шадящих маршрутов движения ледоколов. Авиаучеты тюленей проводятся, в первую очередь, вдоль трасс ледокольных судов и на южной кромке ледового покрова, на которой ежегодно концентрируются размножающиеся животные, где воздействие судов на популяцию наиболее вероятно. Такой подход даёт возможность правильно проложить курсы движения ледоколов и снизить техногенное воздействие на тюленей в период репродуктивного цикла.

Авиаучеты тюленей

С 2005 по 2012 г. международной группой специалистов-ученых по исследованию каспийского тюленя проводились работы по оценке численности каспийских тюленей путем проведения авиаучета.

Целями авиаучета в зимний период являлись: определение мест обитаний тюленей; оценка ежегодной численности рожденных щенков; оценка общей численности тюленей и ее динамика.

Исследования миграций каспийского тюленя методами телеметрии (спутниковое мечение тюленей)

С 2008 по 2013 гг. международной группой ученых - специалистов по исследованию каспийского тюленя проводилось спутниковое мечение тюленей с целью слежения за путями

миграции и кормовыми (нагульными) площадями тюленей.

С целью мечения и получения физиологических данных, тюленей отлавливали как специальными сачками с берега, так и сетями, установленными с лодок. Тюлени, выбранные для мечения, были затем помещены в фиксирующие сети-носилки для мечения и взятия проб (кровь, слизистые оболочки) для проведения анализа состояния их здоровья. Всех тюленей выпускали в воду сразу после установки меток.

Всего было установлено 82 спутниковых метки, регистрировавших перемещение тюленей в пространстве, а также данные по частоте и глубине погружений.

Наблюдения за тюленями с борта научно-исследовательских судов

Наблюдения за тюленями с борта научно-исследовательских судов осуществляется в ходе проведения морского мониторинга воздействия и фоновых морских исследований по всем климатическим сезонам, начиная с 2012 г.

Наблюдения проводятся на каждой станции мониторинга непрерывно в течение 30 минут использованием бинокля в радиусе 500 метров. Отмечается количество особей, принадлежность к возрастной группе, характер пребывания и особенности поведения.

Программа исследований каспийского тюленя в акватории Северного Каспия (2019-2023)

В целях получения современной и релевантной информации о состоянии каспийского тюленя Компания NCOC N.V. поддержала предложение от Института проблем экологии и эволюции им. А.Н. Северцова Российской академии наук (ИПЭЭ РАН) об оказании помощи в налаживании взаимодействия ИПЭЭ РАН с казахстанскими научно-исследовательскими организациями для проведения совместных исследований популяции каспийского тюленя.

Результатом данного сотрудничества явилась Программа исследований каспийского тюленя в акватории Северного Каспия (2019-2023), разработанная по итогам международной рабочей встречи Экспертно-консультативной рабочей группы КЛХЖМ МЭГПР РК, КазНПЦРХ, КАПЭ, НПЦ МиВ, NCOC N.V., ИПЭЭ РАН, ПАО Газпром, ВНИРО.

Программа будет выполняться в рамках Соглашения о научном сотрудничестве и взаимодействии между Институтом проблем экологии и эволюции им. А.Н.Северцова Российской академии наук (ИПЭЭ РАН) и NCOC N.V.

Исполнителями Программы с казахстанской стороны являются ТОО «Казахстанское Агентство Прикладной Экологии» (КАПЭ), ТОО «Казахстанский научно-производственный центр рыбного хозяйства» (КазНПЦРХ) и ТОО «Научно-производственный центр микробиологии и вирусологии». С российской стороны в Программе задействованы Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт проблем экологии и эволюции им. А.Н.Северцова» Российской академии наук (ИПЭЭ РАН), ФГБНУ «Всероссийский научно-исследовательский институт рыбного хозяйства и океанографии ВНИРО» и ФГБНУ «Федеральный исследовательский центр фундаментальной и трансляционной медицины».

Целями программы являются изучение современного состояния популяций каспийского тюленя как эндемика фауны Каспийского моря и вида-индикатора состояния экосистемы Каспия, обеспечение эффективного участия Республики Казахстан и Российской Федерации в сохранении биоразнообразия Каспийского моря.

В задачи Программы входят: подготовка аналитического обзора архивных материалов по результатам многолетних российских и казахстанских исследований состояния популяции и численности каспийского тюленя; изучение современного распределения каспийского тюленя на акватории казахстанского и российского секторов Северного Каспия, структуры его ареала и оценка численность вида; оценка благополучия популяции каспийского тюленя изучаемой акватории; изучение состояния местообитаний каспийского тюленя в Северном Каспии; выявление факторов негативного воздействия на каспийского тюленя и среду его обитания при осуществлении хозяйственной деятельности; определение перспектив и действий по сохранению каспийского тюленя и среды его обитания.

В настоящий момент в рамках осуществления Программы выпущен отчет по теме «Оценка численности и распределения каспийского тюленя в казахстанской и российской акватории Северного Каспия».

В отчете рассматривается комплексная оценка численности популяции каспийского тюленя по материалам авиаучета лежбищ и линных залежек тюленей в зимне-весенний период 2019 г. на конкретных участках КСКМ. За основу исследований взята методика, применяемая в настоящее время российскими исследователями тюленей в местах их обитания, в том числе и на Каспийском море. Особо рассмотрены вопросы сравнения оценок численности каспийских тюленей по данной методике с результатами авиаучетов международной группы исследователей в 2012 г. В заключение даны рекомендации по сохранению и восстановлению популяции каспийского тюленя.

Также выполнен ряд полевых работ по комплексному исследованию каспийского тюленя:

1. В апреле 2019 г. проведен авиаучет линных залежек тюленей в казахстанской части Северного Каспия.

2. В ноябре 2019 г. помечено спутниковыми метками 9 особей тюленя на шалыгах в районе Северо-каспийского морского канала (Прорва), у всех тюленей взяты пробы биологического материала на биохимические, физиологические, генетические, серологические показатели. В том же месяце ВНИРО проведен учет тюленей в российской акватории Северного Каспия в районе острова Малый Жемчужный.

В феврале 2020 г. планируется совместный авиаучет тюленей как на казахстанской, так и на российской частях акватории Северного Каспия. В марте-апреле 2020 г. будет проведен учет тюленей и спутниковое мечение на линных залежках.

Список литературы

1. Инструкции по сбору и первичной обработке материалов водных биоресурсов Каспийского бассейна и среды их обитания / под ред. Г.А. Судакова. — Астрахань: КаспНИРХ, 2011. — 193 с.

2. Правдин, И.Ф. Руководство по изучению рыб / И. Ф. Правдин. — М.: Пищ. пром-сть, 1966. — 323 с.

3. Иванов В.П., Комарова Г.В. Рыбы Каспийского моря. Астрахань. Изд. АГТУ. 2012. С.- 256.

4. Программа исследований каспийского тюленя в акватории Северного Каспия (2019-2023), разработанная по итогам международной рабочей встречи Экспертно-консультативной рабочей группы КЛХЖМ МЭГПР РК, КазНПЦРХ, КАПЭ, НПЦ МиВ, NCOS N.V., ИПЭЭ РАН, ПАО Газпром, ВНИРО.

5. Казанчеев Е.Н. Рыбы Каспийского моря. — М., 1981. — 240 с.

Н.Н.Попов, Г.А.Қуанышева

ЖШС «КазЭкопроект», Атырау, Қазақстан

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КЕАҚ, Атырау, Қазақстан

СОЛТҮСТІК КАСПИЙ МҰЗЫНДАҒЫ ИТБАЛЫҚТАРДЫҢ КӨБЕЮ ДИНАМИКАСЫН ЗЕРТТЕУ

Аннотация. Каспий теңізі-әлемдегі ең үлкен ағынсыз көл. Каспийдің теңіз болып саналуының басты себебі - оның төсегі мұхиттық типтегі жер қыртысынан тұрады.

Каспий теңізі Еуропа мен Азия шекарасында орналасқан. Су қоймасының жалпы ауданы 371 мың км², жағалау сызығының ұзындығы-7 000 км, максималды тереңдігі - 1025 м. Каспий суы 5 мемлекеттің-Қазақстан, Ресей, Түрікменстан, Иран және Әзірбайжанның жағалауларын жуады. Еділ, Орал, Терек, Кура, Ембі, Самур және Атрек өзендері теңізге құяды.

Түйінді сөздер: Солтүстік Каспий, Каспий итбалығы, мұзжарғыш, халық, әуе есебі, көші-қон

N. N. Popov, G. A. Kuanysheva

Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

LLP "KazEkoProekt", Atyrau, Kazakhstan

NJSC "Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayeva", Atyrau, Kazakhstan

STUDY OF THE DYNAMICS OF SEAL BREEDING ON THE ICE OF THE NORTHERN CASPIAN SEA

Annotation. The Caspian Sea is the largest drainless lake in the world. The main reason why the Caspian is still considered a sea is that its bed consists of oceanic-type crust.

The Caspian Sea is located on the border of Europe and Asia. The total area of the reservoir is 371 thousand km², the length of the coastline is 7,000 km, the maximum depth is 1025 m. The waters of the Caspian Sea wash the shores of 5 states - Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Iran and Azerbaijan. The Volga, Ural, Terek, Kura, Emba, Samur and Atrek rivers flow into the sea.

Keywords: Northern Caspian, Caspian seal, icebreaker, population, air accounting, migration.

ГЛАВА 3. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО-ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ

Г. Алдамжарова

КеАҚ «Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті», Атырау, Қазақстан

ӨНЕРКӘСІПТІК МҰНАЙ-ГАЗ КӘСІПОРЫНДАРЫ МЕН МЕМЛЕКЕТ АРАСЫНДАҒЫ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ӨЗАРА ӘРЕКЕТТЕСТІКТІҢ ҚАЗІРГІ ЖАҒДАЙЫ

Аңдатпа. Мұнай Қазақстан экономикасында шешуші рөл атқарады және ел болашақта Қашаған мен Теңіз кен орындарынан өндіруді ұлғайтуды жоспарлап отыр. Қазақстанның мұнай-газ өнеркәсібі ел экономикасында жетекші орын алады.

Бұл зерттеудің мақсаты – жалпы қосылған құн секторларының ЖІӨ-ге нақты үлесін, мұнай тасымалдау көлемдерін, соңғы жылдардағы шикі мұнай өндірудің жыл сайынғы өсуін талдау, сондай-ақ Қазақстан Республикасының мұнай-газ саласының даму перспективаларын қарастыру. Қазақстан Республикасы. Мақаланың нәтижелері мұнай-газ секторындағы тенденциялар мен реттеуді көрсетуге және Қазақстанның отын-энергетикалық кешенінің елдің энергетикалық қауіпсіздігін қамтамасыз етудегі рөлін атап өтуге мүмкіндік береді.

Кілт сөздер. Мұнай-газ секторы, кен орны, қорлар, барлау, мұнай нарығы, саясат, менеджмент, кәсіпорын.

Қазіргі таңда мұнай-газ саласы еліміздің әлеуметтік-экономикалық дамуына зор үлес қосып келе жатқан экономиканың негізгі саласы болып табылады.

Қазіргі Қазақстан экономикасының экспорттық және шикізаттық даму моделіне бағдарлануымен сипатталатынын ескере отырып, оның тұрақтылығы минералды-шикізат кешенінің, ең алдымен мұнай-газ секторының жағдайы мен дамуына айтарлықтай тәуелді. Мұнай-газ кешенінің қызметінен түсетін кірістер елдің жалпы ішкі өніміне елеулі үлес қосып, бюджеттің маңызды құрамдас бөлігі болып табылады. Мұнай өндіруші компаниялардың қызметі және олардың нәтижелері көбінесе қазіргі әлемдік нарық конъюнктурасына байланысты. Сонымен қатар, мұнай бағасын реттеу және жеткілікті сенімді болжау өте қиын. Мұнай бағасының айтарлықтай ауытқуы мұнай өндіруші компаниялардың қаржылық көрсеткіштеріне ғана емес, сонымен бірге жалпы Қазақстан экономикасының жай-күйіне де үлкен әсер етеді, өйткені мұнайдың әлемдік бағасының жоғары болуы Қазақстан бюджетіне де жоғары кіріс әкеледі (мысалы, , 2000–2008, 2016–2018) [1, 2].

Бұл жұмыстың мақсаты – мұнай компанияларының қызметін сипаттайтын негізгі қаржылық көрсеткіштердің динамикасы мен өзара байланысын талдау негізінде мұнай өндіруші компаниялардың қызметін зерттеу; әлемдік және отандық мұнай-газ кешенінің даму тенденцияларын талдау.

Әлемдік мұнай өндіру бизнесінің сипаттамасы

Әлемдік мұнай өндіру және мұнай өңдеу – стратегиялық маңызды, табысты, жоғары технологиялық бизнес. Соңғы екі онжылдық мұнай және мұнай өнімдері бағасының ауытқуымен, Brent маркалы мұнай баррелінің бағасының көтерілуімен және төмендеуімен байланысты әлемдік мұнай нарығындағы өзгерістермен сипатталды [3]. Мұнайдың әлемдік бағасының тұрақты өсуі 2003 жылы басталып, 2005-2014 жылдар аралығында сақталды. рекордтық тарихи деңгейде. 2011 жылдан бастап 2014 жылдың тамызына дейінгі кезеңде мұнай компаниялары мұнай бағасының жоғары болуына байланысты күтпеген пайда алды, ол барреліне 100–120 АҚШ доллары аралығында сатылды [1]. 2014 жылдың тамызында мұнай бағасы төрт айдың ішінде алдымен екі есе арзандап, кейін барреліне 28,2 долларға

дейін төмендеді. 2016 жылдың аяғында мұнай бағасы аздап өсті және 2017 жылы барреліне 50–55 доллар деңгейіне жетті. 2018 жылдың қазан айында үш жылдағы максимум (81,03 долл./барр. тіркелді, бірақ 2018 жылдың желтоқсанында көрсеткіштің мәні айтарлықтай төмендеп, 57,36 долл./баррельді құрады. [4]. 2019 жылдың қаңтарынан бастап Brent маркалы мұнай баррелінің бағасы мамырда 71,31 долларға дейін біртіндеп өсті, кейін ол төмендей бастады және 2019 жылдың тамызында индикатордың мәні барреліне 59,04 долл./барр. құрады. [5].

Әлемдік мұнай өнеркәсібінің дамуының анықтаушы факторы мұнай өнімдеріне сұраныс болып табылады, ал бірқатар бағалаулар бойынша мұнайға әлемдік сұраныс динамикасы бәсеңдеу тенденциясын көрсетеді [6, 7]. Алдағы 15-20 жылда, әсіресе төмен көмірсулар парадигмасын белсенді ілгерілету және қалпына келтіру қиын мұнайды алуға мүмкіндік беретін технологияларды дамытуды ескере отырып, мұнайға әлемдік сұраныстың шыңы өтеді деп күтілуде. Шетелдік зерттеулер негізінде әртүрлі елдердің ЖІӨ өсу қарқынына мұнайдың әлемдік бағасының әсерін модельдеу нәтижелерінің талдауы [8] берілген. Мұнай бағасының дүние жүзінің әртүрлі салалары мен елдерінің экономикалық дамуына әсер ету дәрежесін зерттей келе, автор мұнайдың әлемдік бағасының өсуі дүниежүзілік және әрбір елдің ЖІӨ-нің төмендеуіне әкеледі деген қорытындыға келеді. Таяу Шығыстың мұнай экспорттаушы елдерін қоспағанда, бөлек қарастырылатын елдердің. Бірқатар авторлардың пікірінше, соңғы онжылдықтарда мұнайдың әлемдік бағасының серпіні мұнайдың нақты сұранысы мен ұсынысымен, сондай-ақ туынды қаржы құралдарын пайдалану түріндегі «қағаздағы» мұнаймен қаржылық операциялармен көбірек анықталады (туындылар) [9, 10, 11]. Бірқатар жұмыстар жаһандық мұнай-газ өнеркәсібінің даму тенденцияларын зерттейді, олардың арасында мұнай өнімдерінің сапасының жақсаруы, технологиялық процестердің тиімділігі және технологиялық өңдеу схемаларының жетілдірілуі атап өтіледі [12], факторларды анықтау. болашақта әлемдік мұнай нарығын тұрақтандыруға көмектесуі мүмкін, сондай-ақ оның тепе-теңдігін бұзуы мүмкін қауіптер [13]. Жалпы, қазіргі уақытта мұнай бағасының динамикасына әсер ете алатын маңызды факторларға мыналар жатады: АҚШ-тың бірқатар елдердің мұнай-газ секторына әсер ететін санкциялары; тақтатас кен орындарын игеру технологияларын одан әрі жетілдіру негізінде АҚШ-тың тақтатас мұнай өндіруін кеңейту; мұнай-газ кешені өндірісін шоғырландыру және орталықтандыру [14].

Қазақстандық мұнай өндіру бизнесінің жағдайының сипаттамасы

Қазақстан экономикасы үшін отын-энергетика кешенінің маңызы зор. Республика көмірсутегінің стратегиялық қорлары бар және ЕАЭО энергетикалық нарығы мен әлемдік мұнай нарығын қалыптастыруға ықпалын біртіндеп арттырып келе жатқан мемлекеттер тобына жатады.

Қазақстан тәуелсіздік алған жылдар ішінде мұнай-газ саласы өсіп, нығайып, экономикада жетекші орынға ие болды. Тауарлы өндіріс көлемі бойынша республикадағы мұнай-газ кешені басқа салалардың арасында басым салалардың бірі болып табылады. Мұнай өндіру деңгейі теориялық тұрғыдан Қазақстанның қажеттіліктерін толық қанағаттандырады. Алайда, негізгі өндірістік аудандардың мұнай және мұнай өнімдерін тұтыну аймақтарынан шалғай орналасуы экономиканың көмірсутегі ресурстарымен өзін-өзі қамтамасыз етуінде елеулі проблемалар туғызады. Қазақстандық мұнай құбыры консорциумының (бұдан әрі – ҚҚК) іске қосылуымен ғана қазақстандық мұнайдың Ресей аумағы арқылы әлемдік нарыққа бірінші шығуы болды [3].

Көмірсутек шикізатының айтарлықтай қорына ие (әлемдік қордың шамамен 3%) Қазақстан Таяу Шығыс елдерімен, Ресеймен, Венесуэламен, Қытаймен, Норвегиямен, Канадамен бірге осы шикізатты өндіретін әлемдегі жетекші 15 елдің қатарына кіреді. , Ұлыбритания, Индонезия және Бразилия.

Қашаған (әлемде 9-орын) – Қазақстандағы ірі мұнай-газ кен орны. Мұнайдың жалпы қоры 38 млрд баррельді құрайды [4].

Қазақстан Теңіз кен орнын игеру жылдарында 132 миллиард доллар табыс тапты.

Теңіз кен орнының жалпы расталған қоры шамамен 3,1 миллиард тоннаға немесе 26 миллиард баррельге бағаланады. Қарашығанақ кен орнына шамамен 1,2 миллиард тонна мұнай мен конденсат, сондай-ақ 1,35 триллион текше метрден астам табиғи газ кіреді.

Қазақстанның мұнай-газ саласы ел бюджеті кірісінің негізгі көзі болып табылады. Оның дамуы экономиканың өсуіне және шетелдік инвестицияларды тартуға ықпал етеді, алайда бұл көбінесе мұнайдың әлемдік бағасына байланысты. Қазақстандық мұнайдың басым бөлігі (шамамен 85%) экспортталады. Қолайлы инвестициялық ахуалдың арқасында Қазақстан шетелдік инвестициялар үшін әрқашан ашық, бұл жаңа мұнай және газ кен орындарын игеру және іске қосу үдерісін айтарлықтай жылдамдатады [4].

Қолайлы инвестициялық ахуалдың арқасында Қазақстан жаңа мұнай-газ кен орындарын игеруді тез және тиімді бастай алатын шетелдік инвесторлар үшін тартымды орын болып табылады. Ірі мұнай-газ өнеркәсібінің кәсіпорындары: «ҚазМұнайГаз» Барлау Өндіру» АҚ, «Маңғыстаумұнайгаз» АҚ, «Қаражанбасмұнай» АҚ, «ПетроҚазақстан Құмкөл Ресорсиз» АҚ, «СНПС-Ақтөбемұнайгаз» АҚ, «Жайықмұнай» ЖШС, «Теңізшевройл» ЖШС, «Қарашығанақ Петролеум» ЖШС және т.б.

Қазақстандағы ЖІӨ өсу динамикасын үш жеке кезеңге бөлуге болады:

- 1990-1999 жылдар аралығында нөлге жуық өсу;

- мұнай бағасының оң динамикасы, инвестиция ағыны және өндіріс өсімі Қазақстанның ЖІӨ-нің жыл сайынғы орташа 7–8%-ға өсуіне ықпал еткен 2000 жылдан 2014 жылға дейінгі кезең (2007 жылғы жаһандық дағдарыс кезеңін қоспағанда); –2009);

- мұнай бағасының тұрақты және күрт құлдырауымен, өндіріс пен секторға инвестицияның төмендеуімен сипатталатын 2015–2017 жылдар кезеңі [5].

2000 жылдан 2004 жылға дейін мұнай бағасының айтарлықтай төмен болуына қарамастан, мұнай-газ саласына шетелдік инвестициялардың ағыны (4 жыл ішінде бұл салаға жалпы тікелей инвестиция екі есе өсті) елде мұнай өндірудің жылдам өсуін және ұлғаюын қамтамасыз еткенін ескеріңіз. экспорттық жеткізулерде.

Одан кейінгі жылдары (геологиялық барлау) шетел инвестициясының ағыны артып, мұнай өндіру мен экономикалық өсу тұрақтанды. 2008–2009 жылдардағы мұнай бағасының котировкасынан кейін ел экономикасы күрт баяулады. Осылайша, Қазақстан тәуелсіздігінің бүкіл кезеңінде белсенді экономикалық өсудің негізгі катализаторы мұнай-газ секторы болды. Баға, тікелей инвестиция және мұнай өндірудің өсуі сектордың өсуіне әсер еткен факторлар болды. Экономиканың басқа секторлары мұндай күшті және тұрақты ЖІӨ өсіміне қол жеткізе алмады [16].

Еліміздің мұнай-газ саласының онжылдықтағы қарқынды дамуы экономиканың мұнай экспортына айтарлықтай тәуелділігіне және қара алтын бағасының құбылмалылығына әкелді [5]. Мұнай-газ секторының ЖІӨ-дегі үлесі 2022 жылы 19,5%-ға жетті (1-кесте) [5].

Кесте 1.Қазақстан Республикасының ЖІӨ-дегі секторлардың 2016-2022 жылдардағы жалпы қосылған құнының үлес салмағы, %

Көрсеткіштің атауы	Жылдар						
	2016	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
Мұнай-газ секторы	18,2	18,2	21,1	21,3	18,6	19,4	19,5
Бастапқы сектор	10,4	11,1	12,2	11,5	8,6	10,3	11,3
Екінші сектор	2,2	1,6	1,4	1,5	1,3	1,4	1,2
Үшінші сектор	5,6	5,5	7,5	8,3	8,7	7,7	7
Мұнай-газ секторы емес	76,2	75,9	72,3	71,7	76,0	74,8	73,4
Шикізат секторы	17,4	18,2	19,4	18,9	17,6	19,2	19,9
Шикізаттық емес сектор	77,0	75,9	74,1	74,1	77,0	75,0	73,0

*1) 2017 жылдан бастап Қазақстан Республикасының Әділет министрлігінде 2019

жылғы 8 тамызда № 19215 болып тіркелген Бақыланбайтын экономиканы бағалаудың жаңа әдістемесіне сәйкес есептеулер жүргізілді.

Кесте 1-ден Қазақстан Республикасының мұнай-газ секторы пайыздық қатынастары 18,2-тен 19,5% - ға дейін, ал мұнай-газ емес сектор 2016-2022 жылдары ЖІӨ-дегі секторлардың жалпы қосылған құнының үлес салмағында әр жылдары 76,2-дан 73,4% - ға дейін ауытқиды.

Қазақстанның мұнай-газ саласы шетелдік инвестициялардың негізгі алушысы болып табылады, оған жалпы көлемнің жартысына жуығы тиесілі. Алайда, соңғы жылдары бұл салаға жеке капиталдың үлесі төмендеді, бұл бірқатар факторларға, соның ішінде әлемдік мұнай бағасының өзгеруіне байланысты.

Кеден одағына және Еуразиялық экономикалық одаққа кіре отырып, Қазақстан сауда-экономикалық ынтымақтастық туралы, оның ішінде мұнай-газ секторы мәселелері жөніндегі бірқатар келісімдерді ратификациялауға міндеттенді.

Жер қойнауы мен жер қойнауын пайдалануға меншік құқығымен байланысты құқықтық қатынастар субъектілерінің міндеттерін заңнамалық реттеу мәселесіне жүгінсек, оның меншік қатынастарын неғұрлым жалпы реттеудің туындысы болып табылатынын атап өткен жөн. Қазақстандық реттеудің негіздері конституциялық деңгейде айқындалған және іс жүзінде меншік иесінің әлеуметтік жауапкершілігін белгілейді: "меншік міндеттейді, оны пайдалану бір мезгілде қоғамдық игілікке қызмет етуі тиіс" (ҚР Конституциясының 6-бабының 2-тармағы) [5].

Алға қойылған мақсатқа жету үшін табиғи ресурстарды ұтымды пайдалану, адамдардың қазіргі және болашақ ұрпақтары үшін оларға тең қол жеткізуді қамтамасыз ету, сондай-ақ қолайлы қоршаған ортаны сақтау қажет. Бұл жер қойнауын пайдалану саласындағы құқықтық қатынастар субъектілерінің міндеттерін заңнамалық реттеу осы саладағы қызметтің экономикалық, әлеуметтік және экологиялық компоненттерінің тепе-теңдігін көздейтін қоғамның тұрақты дамуын қамтамасыз етуге негізделуі керек дегенді білдіреді.

Қазақстан Ресейден кейінгі мұнай өндіру көлемі бойынша ТМД елдері арасында екінші орында. 2022 жылдың қорытындысы бойынша мұнай және конденсат өндіру көлемі 84,2 млн тоннаны немесе жоспардың 101,6%-ын құрады. Бүгінде Қазақстан мұнай өндіру бойынша әлемде 12-ші орында.

Қазақстанның жыл сайынғы мұнай өндіруді едәуір ұлғайтуы үшін өзекті жобалар: Қарашығанақ, Теңіз және Каспий теңізінің қазақстандық секторының қайраңын барлауға бағытталған басқа да жобалар, әлемдегі ең ірі Қашаған кен орындарының бірі болып табылады.

Кесте 2. Қазақстан Республикасының мұнай-газ және мұнай-газ секторларының 2016–2022 жылдардағы динамикасы

Сектор атауы	Көрсеткіштің атауы	Өлшем бірлігі	2016	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
Мұнай-газ секторы	ЖҚҚ(ВДС)	млн тенге	8 498 204,4	9 847 272,9	13 032 164,0	14 683 110,4	13 149 035,0	16 457 781,3	20 172 443,5
	ФКИ ЖҚҚ(ИФО ВДС)	%	102,3	107,4	108,6	105,0	94,2	99,6	99,2
	ЖІӨ үлесі	%	18,2	18,2	21,1	21,3	18,6	19,4	19,5
Мұнай-газ секторы емес	ЖҚҚ(ВДС)	млн тенге	35 839 381,1	41 348 586,4	44 674 389,3	49 998 494,4	53 679 200,1	62 638 289,0	76 195 072,0
	ФКИ ЖҚҚ(ИФО ВДС)	%	100,9	103,2	103,0	104,4	98,7	105,1	103,9
	ЖІӨ үлесі	%	76,2	75,9	72,3	71,7	76,0	74,8	73,4

* 2017 жылдан бастап Қазақстан Республикасының Әділет министрлігінде 2019 жылғы 8 тамызда № 19215 болып тіркелген Бақыланбайтын экономиканы бағалаудың жаңа әдістемесіне сәйкес есептеулер жүргізілді.

2021 жылы мұнай өндіру 85.9 млн тоннаны (ішкі тұтыну үлесі – 23%), газ өндіру – 54.2 млрд текше метрді (61%) құрады. 2022 жылы Қазақстанда мұнай өндіру көлемі 84,2 млн тоннаны немесе жоспарланған көрсеткіштің 101,6% - құрады.

Соңғы 30 жылда Қазақстан мұнай өндіруді 3.5 есеге ұлғайтты, ал өндіру бойынша 2021 жылы әлемде 13-орынға ие (жалпы әлемдік өндірістің 2%)

Қазақстан тәуелсіздік алған сәттен бастап табиғи газ өндіру іс жүзінде 6 есе өсті.

Қазақстанда көмірсутектер өндірудің сенімді және тұрақты өсуі елдің мұнай экспорттаушы топ-10 елдің қатарына кіруіне ықпал етті.

Қысқа және орта мерзімді перспективада Қазақстанда мұнай мен газ өндіру көлемі қолайлы конъюнктура және энергия ресурстары нарықтарындағы сұраныстың артуы есебінен айтарлықтай өсуге бейім болады.

2021 жылы Қазақстанда мұнай өндіру екінші жыл қатарынан орта есеппен жылына 86 миллион тоннадан аз болды және 2018 және 2019 жылдары ең жоғары деңгейде болған кезде 2017 жылғы көрсеткішке сәйкес келді. өндіру көлемі жылына 90 миллион тоннадан асты. ОПЕК мәліметі бойынша, 2021 жылы мұнай өндіру бойынша Қазақстан Норвегиядан кейінгі алғашқы он елдің қатарына кірді. Соңғы жылдардағы Қазақстандағы мұнай өндірудің тоқырауы АҚШ-тағы тақтатаас бумының нәтижесінде мұнай жеткізу көлемі шектен тыс болып шыққан мұнай нарығындағы жаһандық теңгерімсіздіктің салдарын көрсетті, ал 2015 ж. -2021. Бұрын баррель үшін 100 доллардан жоғары болса, орташа есеппен 60 доллардан төмен болды. 2020 жылы энергияға сұраныстың күрт төмендеуіне себеп болған пандемияға байланысты жағдай нашарлады. Осыдан кейін ОПЕК+ елдерінің күш-жігері мен бүкіл әлемде карантиндік шектеулерді біртіндеп жеңілдету арқасында энергияға сұраныс динамикалық түрде қалпына келе бастады. Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің соңғы болжамы бойынша 2022 жылы сұйық көмірсутектердің жалпы өндірісі 84,5 миллион тонна өндірілді, бұл мұнай өндіру іс жүзінде өзгеріссіз қалады және үшінші жыл бойына бұрынғы деңгейде қалады дегенді білдіреді. қатарынан. ОПЕК+ келісімі бойынша Қазақстанның биылғы жылы мұнай өндіруді шектеуге арналған квотасы ай сайын 1%-ға өсті. Шілде-тамыз айларында ОПЕК+ келісіміне қатысушы елдердің көмірсутегі шикізатына сұраныстың артуы және Ресей Федерациясында мұнай өндіру көлемінің қысқаруы аясында өндірудің жалпы ұлғаюына байланысты квотаны ай сайын 1,5%-ға дейін арттыру жоспарланған болатын. Қыркүйек айында Қазақстандағы өндіріс квотасы тағы 1,8 пайызға артады [15].



Сурет 1. Қазақстан Республикасының 2016-2022 жылдардағы шикі мұнай өндіру жылының өсуі (автормен жасалған)

2022 жылы Қазақстаннан мұнай экспортынан түскен кіріс көлемі 11,4 млрд долларға ұлғайып, 24,8 млрд долларға дейін (+85% жыл/жыл), ал физикалық мәнде бір жыл бұрынғыдан 9,6% артық экспортталған – 36,2 млн. Осыған байланысты экспорттық кірістердің өсуінің негізгі драйвері 2022 жылы көмірсутегі шикізатының құнының айтарлықтай өсуі болды, оның бағасы өткен жылмен салыстырғанда 64%-ға өсіп, Brent маркалы мұнай баррелінің орташа құны 106 долларға жуық болды.

Биылғы жылы мұнай өндіру өткен жылмен салыстырғанда (85,9 млн. тонна) жақын деңгейде күтіліп отырғанын және өткен жылы экспорт шамамен 68 млн. тоннаны құрағанын ескере отырып, биыл экспорттық кірістер негізінен ұлғайту есебінен өсетін болады. көмірсутектердің бағасының өсуі. Биылғы жылы мұнай экспортынан түсетін кіріс 50 миллиард доллардан айтарлықтай асып, 2013 жылы қол жеткізілген 57 миллиард доллардан астам максималды мәнге жақындауы мүмкін.

Батыстан Шығысқа экспорттық жеткізуді қайта бағдарлай бастаған Ресей Федерациясына қарсы санкцияларға байланысты әлемде көмірсутектерді жеткізудегі тектоникалық өзгерістер аясында Қазақстаннан мұнай жеткізілімдерінің құрылымында кейбір өзгерістер байқалды. Тарихи деректерге сүйенсек, Қазақстан мұнайының ең ірі тұтынушысы Италия болды, ол 2022 жылдың бірінші жартыжылдығында мұнай импортындағы үлесін өткен жылдың сәйкес кезеңіндегі 25%-дан 29%-ға (7,2 млрд доллар) дейін ұлғайтты. Нидерланды Қазақстаннан мұнайды ең ірі сатып алушылардың арасында екінші орнын сақтап қалды, бірақ сонымен бірге олардың үлесі 2021 жылғы 14%-дан биыл 10%-ға (2,4 млрд доллар) дейін төмендеді. Қытай биыл көмірсутегі шикізатын импорттаушылар арасында бірден үшінші орынға көтерілді. Қазақстаннан өткен жылдың қорытындысы бойынша алғашқы ондыққа шықты және оның үлесін 9%-ға (2,2 млрд доллар) дейін өсірді. Қытайға келетін болсақ, ол бір кездері Қазақстаннан мұнай импорттаушы екінші орында тұрған. Мәселен, 2011-2013 жж. оның үлесі үш жыл қатарынан Қазақстан Республикасынан мұнай экспорты құрылымында 15%-дан асты, ал номиналды мәнде экспорттың құны жылына орта есеппен шамамен 8,7 млрд долларды құрады. Қазақстаннан басқа мұнай сатып алушылардың арасында да айтарлықтай өзгерістер байқалды, дегенмен бірінші жартыжылдықтағы деректерге сүйене отырып, нақты қорытынды жасауға әлі ерте.

Осылайша, мұнай-газ кәсіпорындары салық түсімдерінің негізгі көзін қалыптастыру есебінен халық шаруашылығының дамуына айтарлықтай әсер етеді. Мұнай-газ өнеркәсібі

кәсіпорындарының жұмыс жағдайларының негізгі факторы мұнай мен газдың бағасына тәуелділікпен ұштастыра отырып, игеруге оңай кен орындарының табиғи сарқылуымен байланысты жаңа кен орындарын барлау мен игерудің күрделі шарттарын шешу болуы тиіс. әлемдік нарық. Мұнай-газ өнеркәсібінің даму ерекшеліктері, сондай-ақ 90-шы жылдардағы қайта құру кезеңі ірі кәсіпорындарда капиталдың айтарлықтай шоғырлануын анықтады және оларға кеңестік кезеңдегі даму проблемаларын берді, олар әлі күнге дейін әлі күнге дейін сақталмаған. қазіргі уақытта толығымен шешілді. Мұнай және газ өнеркәсібі 2000 жылдың басында, елдің энергиямен қамтамасыз етілуіне нақты қауіп төнген кезде ең нашар жағдайда болды, бірақ бүгінгі күнге дейін бұл қауіп жойылды. Ұлттық экономикаға оң әсер етумен қатар, мұнай-газ өнеркәсібі кәсіпорындарының қызметі де кері әсерін тигізуде, бұл «голланд ауруы» және ұйымдасқан экономикалық қылмыстың өсуі түрінде.

Әдебиеттер тізімі

1. Баймұратов У., Панин В. Қазақстан Республикасының экономикасының мұнай-газ секторы және қаржы жүйесі // Қаржы – Қаражат – Қазақстан қаржысы. – 2013. – No 5. – 67–70 б.
2. Байтанаев С. Мұнайға ғылыми көзқарас // Іскерлік Қазақстан. 25.06.2010 [Электрондық ресурс]. URL: <http://www.kaztransoil.kz/?id=479>.
3. Бекбергенова Ж.Т. Қазақстан Республикасының мұнай-газ саласының дамуы // АҚТҰ им. Есенова [Электрондық ресурс]. URL: http://www.rusnauka.com/14_APSN_2008/Economics/32274.doc.htm.
4. Қарабалин У. Қазақстанның мұнай-газ өнеркәсібі: шындық және келешегі [Электрондық ресурс]. URL: <http://federalbook.ru/files/TEK/Soderzhanie/Tom%2014/V/Karabalin.pdf>.
5. Клименко А. Қазақстан Республикасының мұнай-газ өнеркәсібі: цифрлар мен фактілер [Электрондық ресурс]. URL: <http://www.zakon.kz/62664-neftegazovaja-otraslrespubliki.html>.
6. Молдашева А.Қ. Мұнай-газ өнеркәсібі кәсіпорындарының экономикасы. – Алматы: Лем, 2014. – 358 б.
7. Мырзағалиева А.М. Қазақстан Республикасының қазіргі мұнай өнеркәсібі // Казахстанская правда. – 2016. – No 17–18 (26436-26437).
8. Ұлттық энергетикалық есеп KAZENERGY [Электрондық ресурс]. URL: http://www.kazenergy.com/images/stories/ob_association/doklad_14_01_2014.pdf.
9. Қазақстан Республикасының мұнай-газ өнеркәсібі [Электрондық ресурс]. URL: <http://rfcaratings.kz/wpcontent/uploads/2015/11/Neftegazovaya-otrasl-RK-final-.pdf>.
10. Бірыңғай экономикалық кеңістікте Қазақстанның мұнай-газ саласының дамуы // Kazenergy. – 2012 ж. – № 3 (53). – URL: <http://old.kazenergy.com/kz/-kazenergy-2012-3-53/5597-2012-07-13-07-24-12.html>.
11. Қазақстан Республикасындағы сұйытылған газ нарығы жаңғыртуды талап етеді [Электрондық ресурс]. URL: https://liter.kz/ru/articles/show/16158-gynok_szhizhennogo_gaza_v_rk_trebuetsya_modernizacii.
12. Школьник В. Қазақстанның мұнай-газ секторының даму болашағы мен инвестициялық мүмкіндіктері // Экономист. – 2013. – No 11. – 55–60-б.
13. Окунева С.Е. Әлемдік мұнай нарығының даму тенденциялары мен перспективалары // Қаржылық аналитика: проблемалар мен шешімдер. 2017. 10-том. No 8 (338). 877-бет.
14. Галлямова Д.Х., Шинкевич М.В. Жаһандық мұнай нарығын дамытудың заманауи сын-қатерлері мен перспективалары // Тұрақты дамуды басқару. 2019. № 2 (21). 20–25 беттер.
15. Мұнай нарығы [Электрондық ресурс]. URL: https://halykfinance.kz/download/files/analytics/oil_market0822.pdf

16. Мусташ А.Г. Ағымдағы мемлекет және дамудың болашағы, Қазақстан Республикасының мұнай-газ секторы. –С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университетінің хабаршысы. -2020

Г. Т. Алдамжарова

НАО «Атырауский университет нефти и газа имени С. Утебаева», Атырау, Казахстан

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОСУДАРСТВА

Аннотация. Нефть играет решающую роль в экономике Казахстана, и страна планирует в будущем увеличить добычу на месторождениях Кашаган и Тенгиз. Нефтегазовая отрасль Казахстана занимает ведущее место в экономике страны.

Цель проведения данного исследования заключается в анализе фактической доли различных отраслей в общей добавленной стоимости в ВВП, объемов транспортировки нефти, годового прироста добычи сырой нефти в последние годы, а также рассмотрении перспектив развития нефтегазовой промышленности Республики Казахстан. Полученные в ходе исследования результаты позволяют выявить тенденции и особенности регулирования в нефтегазовом секторе, а также акцентировать важность роли топливно-энергетического комплекса Казахстана в обеспечении энергетической безопасности страны.

Ключевые слова: нефтегазовый сектор, месторождение, запасы, разведка, рынок нефти, политика, управление.

G. T. Aldamzharova

NJSC «Atyrau University of Oil and Gas named after S Utebaeva», Atyrau, Kazakhstan

THE CURRENT STATE OF ECONOMIC INTERACTION BETWEEN INDUSTRIAL OIL AND GAS ENTERPRISES AND THE STATE

Annotation. Oil plays a crucial role in Kazakhstan's economy, and the country plans to increase production from the Kashagan and Tengiz fields in the future. The oil and gas industry of Kazakhstan occupies a leading place in the country's economy.

The purpose of this study is to analyze the actual share of various industries in the total value added to GDP, the volume of oil transportation, the annual increase in crude oil production in recent years, as well as to consider the prospects for the development of the oil and gas industry of the Republic of Kazakhstan. The results obtained during the study make it possible to identify trends and regulatory features in the oil and gas sector, as well as to emphasize the importance of the role of the fuel and energy complex of Kazakhstan in ensuring the country's energy security.

Key words: oil and gas sector, field, reserves, exploration, oil market, policy, management.

МАЗМҰНЫ

1-БӨЛІМ. МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ БҰРҒЫЛАУ, ГЕОЛОГИЯ МӘСЕЛЕЛЕРІ	3
<i>В.З. Хажитов, В.А. Шатилов, Г.Ш. Досказиева</i> КАРБОНАТТЫ ҚОЙТАРЛАРДАҒЫ ҚИЫН АЛЫНАТЫН МҰНАЙ ҚОРЛАРЫНЫҢ ДАМУЫН БОЛЖАУ ӘДІСТЕРІ	3
<i>Ә.Жанұзаққызы, А. М.Мұратова, А. Б.Ниязбаева, Ә.М.Рахметуллин, Г.М.Чинтасова</i> ЖЕТІЛГЕН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ГИДРАВЛИКАЛЫҚ СЫНУДЫ ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІ	10
<i>А.Т.Ерсайн, Д.Т.Ерсайн</i> ЗАМАНУИ КӨП ФАЗАЛЫ ШЫҒЫН ӨЛШЕГІШТЕРГЕ ШОЛУ	14
<i>А.Сарқұлов</i> ШЫҒЫС МОЛДАБЕК КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІН АРТТЫРУ ҮШІН ПОЛИМЕРЛІ СУ БАСУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ НЕГІЗДЕМЕСІ	20
<i>А.Б. Зиноллаев, А.С. Майлыбаев, А.А. Аманиязов, Қ.Е. Садықбек, А.Б. Ниязбаева</i> ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ ЖАҒДАЙЫНДАҒЫ X КЕН ОРНЫНЫҢ М-І ҚАБАТЫНДА КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАНЫ ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ	24
<i>А.С. Еспусинова, Ю.Ю. Макрушин, Е.С. Багитов, Т.А. Тасмуханов, А. Б. Ниязбаева</i> АТЫРАУ ОБЛЫСЫНЫҢ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ БІРТЕКТІ ЕМЕС ШОҒЫРЛАРЫНДА ИГЕРУДІҢ КҮРДЕЛІ ЖАҒДАЙЛАРЫНДА СОҚҚЫ-ТОЛҚЫНДЫҚ ӨНДЕУ ӘДІСІМЕН ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯНЫ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ	30
<i>А.С. Асқаров</i> ТӨМЕН ҚЫСЫМДЫ ІЛЕСПЕ МҰНАЙ ГАЗЫН КӨДЕГЕ ЖАРАТУ ҮШІН ЭЖЕКЦИЯ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ҚОЛДАНУ: ТИІМДІ ГАЗСЫЗДАНДЫРУ, ӨНДІРІСТІ ОҢТАЙЛАНДЫРУ ЖӘНЕ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ ТҰРАҚТЫЛЫҚТЫ АРТТЫРУ	35
<i>Я.Ю. Легкодимова</i> АУЫР МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БУ-ЖЫЛУ ӨНДЕУДІ ҚОЛДАНУ ТИІМДІЛІГІ	42
2-БӨЛІМ. МҰНАЙХИМИЯ ЖӘНЕ ЭКОЛОГИЯ МӘСЕЛЕЛЕРІ	48
<i>А.Ж.Теңдібай, А.Т.Сагинаев</i> АСФАЛЬТТЫ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ФРАКЦИЯЛАРЫН ДИЗЕЛЬ ОТЫНЫНДА ТОЗУҒА ҚАРСЫ ҚОСПАЛАР РЕТІНДЕ СЫНАУ	48
<i>М.Мусағалиева, А.Т.Сагинаев</i> ПАЛЛАДИЙ КАТАЛИЗАТОРЫНДА АЦЕТИЛЕННІҢ КАТАЛИТИКАЛЫҚ ӨЗГЕРІСТЕРІ	54
<i>Н.Н.Попов, Г.А.Қуанышева</i> СОЛТҮСТІК КАСПИЙ МҰЗЫНДАҒЫ ИТБАЛЫҚТАРДЫҢ КӨБЕЮ ДИНАМИКАСЫН ЗЕРТТЕУ	62
3-БӨЛІМ. ЭКОНОМИКА ЖӘНЕ ӘЛЕУМЕТТІК-ГУМАНИТАРЛЫҚ ҒЫЛЫМДАР	66
<i>Г. Алдамжарова</i> ӨНЕРКӘСІПТІК МҰНАЙ-ГАЗ КӘСІПОРЫНДАРЫ МЕН МЕМЛЕКЕТ АРАСЫНДАҒЫ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ӨЗАРА ӘРЕКЕТТЕСТІКТІҢ ҚАЗІРГІ ЖАҒДАЙЫ	66

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 3

<i>В.З. Хажитов, В.А. Шатилов, Г.Ш. Досказиева</i>	
МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	3
<i>А.Жанузаккызы, А. Муратова, А. Ниязбаева, А. Рахматуллин, Г. Чинтасова</i>	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	10
<i>А.Т.Ерсайн, Д.Т.Ерсайн</i>	
ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МНОГОФАЗНЫХ РАСХОДОМЕРОВ	14
<i>А.Сарқұлов</i>	
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК	20
<i>А.Б.Зиноллаев, А.С.Майлыбаев, А.А. Аманиязов, Қ.Е.Садықбек, А.Б.Ниязбаева</i>	
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» НА ГОРИЗОНТЕ М-І В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ	24
<i>А.С. Еспусинова, Ю.Ю. Макрушин, Е.С. Багитов, Т.А. Тасмуханов, А. Б. Ниязбаева</i>	
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ МЕТОДОМ УДАРНО-ВОЛНОВОЙ ОБРАБОТКИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НА НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ	30
<i>А.С. Аскарлов</i>	
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЖЕКЦИИ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИЙ ПОПУТНО-НЕФТЯНОГО ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ: ЭФФЕКТИВНАЯ ДЕГАЗАЦИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ	35
<i>Я.Ю.Легкодимова</i>	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ	42

ГЛАВА 2. ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕХИМИИ И ЭКОЛОГИИ 48

<i>А.Ж.Теңдібай, А.Т.Сагинаев</i>	
ИСПЫТАНИЕ ФРАКЦИЙ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В КАЧЕСТВЕ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ ДОБАВОК В ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ	48
<i>М.М.Мусагалиева, А.Т.Сагинаев</i>	
КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ АЦЕТИЛЕНА НА ПАЛЛАДИЕВОМ КАТАЛИЗАТОРЕ	54
<i>Н.Н.Попов, Г.А.Куанышева</i>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ РАЗМНОЖЕНИЯ ТЮЛЕНЕЙ НА ЛЬДУ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ	62

ГЛАВА 3. ЭКОНОМИКА И СОЦИАЛЬНО-ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ 66

<i>Г. Т. Алдамжарова</i>	
СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОСУДАРСТВА	66

CONTENTS

CHAPTER 1. PROBLEMS OF GEOLOGY, DRILLING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS	3
<i>V.Z. Khazhitov, V.A. Shatilov, G.Sh. Doskazieva</i> METHODS FOR PREDICTING THE DEVELOPMENT OF DIFFICULT-RECOVERABLE OIL RESERVES IN CARBONATE RESERVOIRS	3
<i>A. Zhanuzakkyzy, A. Muratova, A. Niyazbayeva, A. Rakhmetullin, G. Chintassova</i> THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING IN MATURE FIELDS	10
<i>A.T.Yersain, D.T.Yersain</i> OVERVIEW OF MODERN MULTIPHASE FLOW METERS	14
<i>A.Sarkulov</i> SUBSTANTIATION OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY AT THE EAST MOLDABEK FIELD	20
<i>A.B.Zinollaev, A.S.Mailybaev, A.A.Amaniyazov, K.E.Sadykbek, A.B.Niyazbaeva</i> ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELL OPERATION AT X FIELD UNDER HIGH VISCOSITY CONDITIONS ON M-I HORIZON	24
<i>A.S. Yespussinova, Yu.Yu. Makrushin, E.S. Bagitov, T.A. Tasmukhanov, A. B. Niyazbayeva</i> EXPERIENCE OF APPLICATION OF NEW TECHNOLOGY BY SHOCK-WAVE PROCESSING IN COMPLICATED DEVELOPMENT CONDITIONS ON HETEROGENEOUS DEPOSITS OF ATYRAU REGION DEPOSITS	30
<i>A.Askarov</i> APPLICATION OF EJECTION TECHNOLOGY FOR UTILIZATION OF LOW-PRESSURE ASSOCIATED PETROLEUM GAS: EFFECTIVE DEGASSING, OPTIMIZATION OF PRODUCTION AND IMPROVEMENT OF ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY	35
<i>Y.Yu.Legkodimova</i> ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF STEAM-THERMAL TREATMENT OF WELLS IN HEAVY OIL FIELDS	42
	48
CHAPTER 2. PROBLEMS OF PETROCHEMISTRY AND ECOLOGY	
<i>A.Zh.Tendibay, A.T.Saginaev</i> TESTING OF FRACTIONS OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS AS ANTIWEAR ADDITIVES IN DIESEL FUEL	48
<i>M.M.Musagalieva, A.T.Saginaev</i> CATALYTIC TRANSFORMATIONS OF ACETYLENE ON A PALLADIUM CATALYST	54
<i>N. N.Popov, G.A. Kuanysheva</i> STUDY OF THE DYNAMICS OF SEAL BREEDING ON THE ICE OF THE NORTHERN CASPIAN SEA	62
CHAPTER 3. ECONOMICS AND SOCIAL AND HUMANITIES	66
<i>G. T. Aldamzharova</i> THE CURRENT STATE OF ECONOMIC INTERACTION BETWEEN INDUSTRIAL OIL AND GAS ENTERPRISES AND THE STATE	66

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ

Редакционная коллегия просит авторов при подготовке статей для опубликования в журнале руководствоваться следующими правилами.

Условия размещения публикаций в журнале

Для публикации принимаются статьи на казахском, русском и английском языках, содержащие ранее не опубликованные проблемные, обзорные, дискуссионные статьи в области естественных и технических наук, где освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований. А также публикуются рецензии, хроники научной жизни и мн. др.

К оформлению статей предъявляются следующие требования

Объем статьи, включая список литературы, таблицы и рисунки с подрисуночными надписями, аннотации, не должен превышать 15 страниц печатного текста. Минимальный объем статьи для технических направлений — 5 страниц, естественных — 3 страницы. В редакцию необходимо представить электронную версию статьи в полном соответствии с распечаткой. Имя файла должно начинаться фамилией первого автора на латинице (например, Ivanov.doc(rtf)); Страницы статьи должны быть пронумерованы. Указывается код по УДК.

Текст должен быть набран в программе Word любой версии, представляется на CD или другом носителе либо отправляется по электронной почте vestnik@aogu.edu.kz.

Шрифт текста — Times New Roman, размер кегля 12 пт, межстрочный интервал - одинарный. Выравнивание по ширине.

Абзацный отступ — 1,25 см. Поля верхнее – 2, нижнее – 2, левое – 2, правое – 2. Гарнитура нормальная. В таблицах, рисунках, формулах не должно быть разночтений в обозначении символов, знаков. Рисунки должны быть четкими, чистыми. На рисунки и таблицы в тексте должны быть ссылки.

В тексте число формул должно быть минимальным. Формулы должны быть набраны в соответствующем редакторе (для математических и химических формул). Таблицы должны быть озаглавлены, не допускается наличия в них пустых граф. Условные сокращения и символы следует пояснять в примечании. Иллюстративные материалы представляются в форматах: для фото, рисунков – tiff или jpeg (300 dpi для черно-белых и цветных); графики, диаграммы. На обороте рисунка или под ним указывается фамилия автора, название статьи и номер рисунка. Иллюстрации могут размещаться по тексту. Подрисуночные подписи даются отдельным списком, в конце статьи. В конце статьи рукопись подписывается всеми авторами.

Список литературы должен оформляться в соответствии с ГОСТ 7.1–2003

«Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления». Ссылки на источники в тексте статьи даются только в квадратных скобках (без цитирования [12], при цитировании или пересказе авторского текста [12, с. 29]). Нумерация ссылок в статье производится по порядковому номеру источника в пристатейном списке литературы. Архивные материалы в список не включаются, ссылки на них помещаются в тексте в круглых скобках. При использовании в статье источников из электронных ресурсов или удаленного доступа (Интернета) в списке литературы приводится библиографическая запись источника и ссылка на сетевой ресурс с полным сетевым адресом в Интернете.

Например (библиографические сведения условны):

Для книг: Фамилии и инициалы авторов. Заглавие. — Сведения о повторности издания.

— Место издания: Издательство, Год издания. — Количество страниц. Например: Ильин В.А., Позняк Э.Г. Линейная алгебра. — 3-е изд. — М.: Наука, 1984. — 294 с.

Для статей из журналов: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания. (Серия).

— Год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Панчук Д.А., Садакбаева Ж.К., Пуклина Е.А. и др. О структуре межфазного слоя на границе металлическое покрытие–полимерная подложка // Российские нанотехнологии. — 2009. — Т. 4. — № 5-6. — С. 114–120.

Для материалов конференций, сборников трудов и т.д.: Фамилии и инициалы авторов. Название статьи // Заглавие издания: Вид издания. — Место, год издания. — Том. — Номер. — Страницы.

Например: Приходько Н.Г., Лесбаев Б.Т., Ченчик Д.И., Нажипкызы М., Мансуров З.А. Синтез углеродных наноструктур в пламени при низком давлении // VI Международный симпозиум: Физика и химия углеродных материалов/ Нанотехнологии. — Алматы, 2010. - С. 135-138.

Список литературы предоставляется на том языке, на котором цитируется статья. Сведения об авторах

К рукописи прилагаются:

1) справка о каждом из авторов статьи с указанием фамилии, имени, отчества; ученой степени; ученого звания; основного места работы; должности; домашнего, служебного или мобильного телефонов; электронного и почтового адресов (для связи с редакцией);

2) для магистрантов, аспирантов и соискателей — выписка из протокола заседания кафедры, заверенная в деканате и руководителем темы;

3) информация о том, кому из соавторов следует адресовать вопросы ответ.редактора и/или направлять корректуру.

Все статьи, поступившие в редакцию, рецензируются.

Редакция оставляет за собой право внесения в текст редакторских изменений, не искажающих смысла статьи.

Статьи публикуются по мере поступления.

Схематический пример оформления статьи

УДК
МРНТИ

В. Борисов, И.Утепов, С.Ранова

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, Атырау, Казахстан

E-mail: v.borisov@mail.ru

ВЛИЯНИЕ ВЫБРОСОВ НПЗ НА ЭКОСИСТЕМУ РЕГИОНА

Аннотация.

Ключевые слова:

Текст статьи.

Список литературы

В конце статьи приводится ФИО авторов, название статьи и аннотация на казахском (русском), английском языках (размер шрифта на кегель меньше, чем основной).

Ответственность за содержание материала несут авторы.

С уважением, редакция научного журнала «Вестник АУНГ».

С.Өтебаев атындағы Атырау мұнай газ университетінің хабаршысы
Ғылыми журнал

Материалдарды компьютерде беттеп, баспадан
шығарған Атырау мұнай және газ
университетінің Баспа орталығы.
Басуға 28.12.2023ж. қол қойылды.
Пішімі А4. Көлемі 8,5 б.т. Таралымы 100 дана.

Вестник Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева
Научный журнал

Верстано и тиражировано в
Издательском центре Атырауского
университета нефти и газа.
Подписано в печать 28.12.2023 г.
Формат А4. Объем 8,5 п.л. Тираж 100 экз.