


ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

№ 4 (5) 2020

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 4 (5) 2020

Нур-Султан 2020

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

№ 2(3) 2020

Научно-практический журнал
Журнал зарегистрирован в
Министерстве информации и
коммуникации РК
Свидетельство № 17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Члены редколлегии

Карабалин У.С., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук зам.
главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт. геол.-мин.
наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по
геологии
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., докт. наук PhD по
геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Золотухин А.Б. докт. техн. наук
(Россия)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD
по техн. наукам (Азербайджан)

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай Батыра, 17

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.

Нефть на больших глубинах: сравнение нефтегазоносных бассейнов и перспективы поиска сверхглубоких залежей (бассейны Сычуань, Тарим, Пермский, Каннинг и Прикаспийский)3

Санатбеков М.Е.

Особенности структурно-тектонического развития Алакольского региона в связи с перспективами его нефтегазоносности21

Даутов А.М.

Роль сейсмической изученности и её влияние на геологию и разработку месторождений26

Манкенов К.К.

Комплексный анализ для оценки нефтегазового потенциала доюрской части месторождения Узень-Карамандыбас36

Мусин Б.С., Тлеукулова Ж.К.

Подбор эффективных растворителей для асфальтено-смолопарафиновых отложений месторождения Узень42

Тлегенов Б.Б., Шишкин В.В., Туртаев Б.Т., Ожикен А.К., Кубекбаев Е.И., Бакиева А.Б., Чернов С.О., Мачехин Д.С.

Вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти на месторождении Жетыбай51

Хасанов Д.Х., Сихаев М.А.

Применение коррозионностойких НКТ на проблемных добывающих скважинах месторождения Узень63

Утепов М.С., Сарбопеев О.К.

Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ для ограничения водопритока из пластов с использованием новых технологий на месторождении Каламкас70

Науkenов А.Ж., Мусаханов А.Е., Джакиева А.У., Ашимов К.Б., Сарбаев К.А., Романенко П.С., Жансеркеева А.А.

Анализ эффективности горизонтального бурения на месторождениях АО «Эмбаунайгаз»79

Кулекеев Ж.А., Нуртаева Г.К.

Будущее водородной энергетики.....88

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»96

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»97

УДК 553.98

НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ: СРАВНЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА СВЕРХГЛУБОКИХ ЗАЛЕЖЕЙ (БАССЕЙНЫ СЫЧУАНЬ, ТАРИМ, ПЕРМСКИЙ, КАННИНГ И ПРИКАСПИЙСКИЙ)

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

В статье рассматриваются сведения о нефтегазоносных бассейнах, где накоплен значительный опыт геологического изучения и освоения так называемых сверхглубоких залежей нефти и газа (глубины более 6000 м), о геологическом строении, открытиях в пределах рассмотренных нефтегазоносных бассейнов, данные о скважинах, пробуренных на большие глубины, включая результаты испытаний, о запасах и свойствах пластовых флюидов.

Ключевые слова: бассейны Тарим и Сычуань, Пермский бассейн, бассейн Каннинг, Прикаспийский бассейн, сверхглубокие залежи углеводородов

Введение

Авторы ранее уже упоминали о так называемом «принципе актуализма», который без малого 200 лет назад был введен в геологию английским ученым Ч. Лайелом [1,2]. Данный метод, как и его «альтер эго», принцип актуализма, имеют существенные ограничения, но, как отмечает В. Черных, «все первоначальные сведения о геологических процессах и событиях мы получаем из наблюдений за их аналогичными проявлениями на современной нам планете Земля. Эта отправная точка - единственная основа для формирования представлений о геологических феноменах, которые мы используем для изучения истории Земли от момента её возникновения до настоящего времени. В этой связи вопрос о том, плох или хорош актуалистический подход в получении геологического знания, обсуждать бессмысленно, потому что другого подхода просто нет» [3].

В связи с вышесказанным здесь рассматриваются нефтегазоносные бассейны, где освоение запасов залежей, расположенных на больших глубинах, уже доказало свою эффективность или, как минимум, высокую перспективность. Все они могут рассматриваться как аналоги Прикаспийского бассейна, где работа по вовлечению в разработку сверхглубоких горизонтов ещё предстоит. Причем не только и не столько с точки зрения только геологии – Прикаспийский бассейн является уникальным во многих отношениях, – сколько как пример реализованных проектов изучения и освоения. Использование данных сведений в регионах, где этот путь в значительной степени ещё предстоит вы-

полнить, по нашему мнению, несомненно послужит повышению успешности этого процесса.

Такие сведения могут быть весьма полезными и в рамках процесса принятия решений по проекту «Евразия», который должен стать для Прикаспийского бассейна мощным толчком на этом пути.

Бассейны Сычуань и Тарим (Китай)

Бассейн Сычуань (центральный Китай)

Первые свидетельства добычи природного газа в бассейне Сычуань относятся ещё к 280 г. н.э., но изучение его строения началось в 50-х гг. (Qiu, 1999, [4]). В это время незначительные залежи и проявления нефти и газа были обнаружены в породах кембрийского, пермского и юрского возраста.

Бассейн представляет собой мезокайнозойский форланд, перекрывающий участок пассивной окраины среднемезозойского возраста, и занимает площадь до 229500 км². В его составе выделяют 2 вытянутые в северо-западном направлении, разделенные центральным подъемом, депрессии, которые связаны и ограничены складчатыми системами передовых прогибов: Лонгменшан, Микангшан и Хубей-Хунан-Гиужоу (рис. 1). Осадочный чехол мощностью от 6000 до 12000 м залегает на метаморфизованном фундаменте и представлен пермо-триасовыми морскими карбонатами и эвапоритами и среднетриасовыми неогеновыми континентальными толщами. Исторически аллювиальные и лагунные комплексы юрского возраста

являлись основными объектами, содержащими залежи углеводородов (далее – УВ).

От верхнего палеозоя и до верхнего триаса бассейн формировался в стабильных условиях пассивной окраины. В течение яньшанианского орогенеза, происходившего в юрско-меловое время, в результате столкновения плит на юго-востоке и юго-западе его окраинные части подвергались сжатию и образовывали передовые прогибы. Активное развитие территории завершилось в третичный период влиянием гималайского орогенеза, когда в результате возобновления давления Тихоокеанской плиты весь бассейн был приподнят.

Основным источником УВ считали угленосную свиту Хахиахэ (Хуѵахе), в которой выделяли до 5 обогащенных органикой пачек. Среднее содержание органического углерода (ТОС) меняется в широких пределах и составляет 1,9–6,8% для керогена I/II типа и 0,6–14 % для керогена III типа. Начало генерации газа относят к средней юре, а пик – к меловому периоду (Zou, 2014, [5]).

В 2014 г. компания PetroChina приблизительно в 25 км от крупнейшего месторождения газа Ануй (Anuyue) сделала первое сверхглубокое открытие (рис. 1). На глубине 6376 м скважина Пенгтан-1 вскрыла 127-метровый газоносный интер-

вал в карбонатной толще свиты Сиинан Денгуин (Sinian Dengying) нижнепалеозойского (кембрийского) возраста. После кислотной обработки был получен приток в 44 млн куб. футов в день¹, что позволило оператору оценить суммарные запасы нового тренда в 35 трлн куб. футов. Хотя приведенные цифры весьма впечатляют, следует учитывать, что они относятся к ресурсам территории более 2000 км². Уточнение объемов извлекаемых запасов месторождения потребует оценочного бурения и пробной эксплуатации. Но близкое положение новой залежи к месторождению Ануй, в котором разрабатываются коллектора свит Лонгвангмиао и Денгуин, дает основания для оптимизма.

К концу 2018 г. компания Синопек (Sinopet) пробурила 105 скважин, достигших глубин выше 7000 м, из них 28 разведочных и 77 оценочных и добывающих (табл. 1). В то же время PetroChina осуществила успешное бурение 3 разведочных скважин с глубиной забоя, превышающей 8000 м. Наиболее впечатляющие результаты по вскрытию коллекторов были получены в эксплуатационных скважинах – Шунбей 5-5 (8032,84 м), Шунбей 501 (7967,0 м) – и разведочных – Сычуань №1 (8420 м), Бейпенг №1 (8450 м) и Лунтан №1 (8882,0 м).

1 1 м³ = 35,315 куб. футов

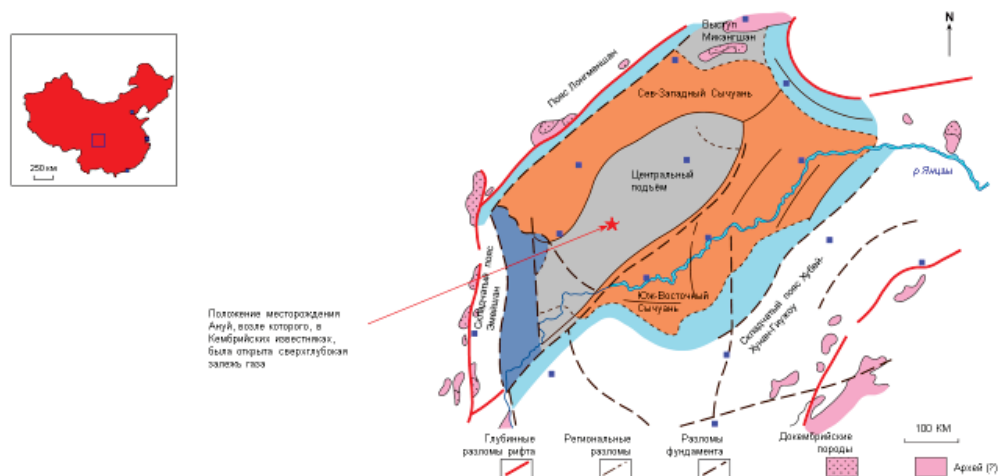


Рисунок 1. Бассейн Сычуань, центральный Китай (229,500 км²); основные структурно-тектонические элементы (Wu, 1985, [6])

Таблица 1. Основные характеристики сверхглубоких залежей УВ, в бассейнах Тарим и Сычуань (Li Yang, 2020, [7])

Бас-сейн	Месторождение	Характеристики продуктивных пластов				Геологиче-ские запасы**
		Глубины залегания, м	Средняя температура С	Начальное пластовое давление МПа	Тип коллектора	
Тарим	Тахи	5350–6200	165	90	Трещинный	$13,5 \times 10^8$ т
	Шайбей	6500–9000	190	104	Трещинный	17×10^8 т ***
	Халахатанг	5900–7100	170	104	Трещинный	$2,5 \times 10^8$ т
	Выступ Шантаогол	6600–8300	220	180	Трещинный	2×10^{12} м ³
	Какуакраси-Дабей	6000–8000	175	128	Трещинно-поровый	$3,5 \times 10^{12}$ м ³
Сычуань	Кембрийские разрезы на северо-востоке бассейна	8000–10000	Скв. Чуаншен 1 180°С при забое 8420 м	~150*	Трещинно-поровый	10^8 м ³ в интервале 4,570–5,414 м ³
	Свита Лейкоупо на западе бассейна	5000–8000	Скв. Чуанки 1 166°С при забое 7560 м	~130*	Поровый и смешанный трещинно-поровый	$2,166 \times 10^8$ м ³
	Янба	6240–7300	160	147	Трещинно-поровый	$2,199 \times 10^8$ м ³
	Ануи	4500–6000	161	78	Трещинно-поровый	$10,570 \times 10^8$ м ³
	Пугуанг	4800–5500	135	57	Поровый	$4,121 \times 10^8$ м ³
	«Сланцевый» газ	3,500–4,500	155	97	Поровый	более $212,5 \times 10^{12}$ м ³

* точные измерения на забое отсутствуют

** выделены доказанные запасы, нефть в тоннах, газ в м³

***ресурсы

Бассейн Тарим (северный Китай)

Свидетельства о нефтяных проявлениях (сбор «горного масла») в бассейне Тарим были отмечены почти 4000 лет назад в г. Куква, расположенном на его северной окраине (рис. 2). Первые геологоразведочные экспедиции в этой области проводились с 1928 г., а целенаправленные работы по поискам углеводородов начались в 1952 г. В 1974 г. при бурении 2 неглубоких скважин на серу в области Юченг-Пишан, на юго-западе территории, были неожиданно зафиксированы обильные нефтепроявления. Практически сразу же были обнаружены многочисленные следы битума и парафина в расположенных рядом обнажениях песчаников.

Бассейн Тарим в современной интерпретации представляет собой ромбовидную структуру, ориентированную в направлении запад – восток размерами 1600 x 820 км и ограниченную горными массивами (рис. 2). Осадочный чехол сложен разнообразными комплексами, начиная с нижнего палеозоя и до голоцена, с мак-

симальной мощностью до 15000 м. Древнейшими осадочными разностями считают докембрийские мелководно-морские карбонаты и переслаивание обломочных разностей с тиллитами (Yue, 2001, [8]).

Во время среднего и верхнего ордовика субдукция океанической плиты Куньлунь под южной оконечностью бассейна привела к образованию нескольких внутрикратонных возвышенностей. Эти процессы продолжались в силур–девоне, сформировав крупную задуговую впадину. В карбоне и раннепермское время южная часть палеобассейна в результате развития Палеотеетиса превратилась в пассивную окраину. В средней перми условия вновь походили на задуговую впадину, но несколько меньшего размера. В конце пермского периода и в течение триаса, вследствие сильного поддвига океанической коры Палеотеетиса, происходят столкновение блоков Квангтанг и платформы Тарим, эрозия и формирование регионального стратиграфического несогласия в основании юры. В течение юры–палеогена на накоплении осадков в

бассейне Тарим сказывались изменения океана Неотетиса. В нижне- и среднеюрское время также отмечались серии незначительных раздвигов, которые привели к образованию нескольких, разделенных разломами, депрессий, в которых существовали преимущественно лагунные условия.

Генерирующими толщами считаются отложения перми, карбона и юры, а местами и нерасчлененные интервалы кембрия–ордовика. Карбон представлен морскими осадками, достигающими мощностей в 2500 м, из которых до 500 м сложены глубоководными глинистыми разностями, обогащенными органикой сапропелевого типа. На основной площади бассейна эти комплексы проходили через стадию нефтеобразования в верхнепермское – верхнеюрское время и повторно – в верхнем олигоцене–плиоцене (Не, 1997, [9]). Пермские комплексы представлены чередованием карбонатных и терригенных разностей, достигающих мощностей в 4000 м, из которых более 350 м аргиллитов, сконцентрированных преимущественно в нижнем отделе. Эти комплексы проходили через «нефтяное окно» в среднем миоцене – раннем плиоцене, с пиком генерации в плиоцене.

Второй по значимости нефтематеринской толщей являются нижнесреднеюрские отложения, сформированные в условиях болотных маршей и обширных лагун. Они содержат кероген второго (II) и третьего (III) типа, со средней зрелостью около 0,7%, который в настоящее время находится на стадии генерации газа.

На северо-западе этого бассейна было сделано ещё несколько принципиальных открытий сверхглубоких залежей нефти. Скважина Маньшень-1 (Manshen) на глубине 7660 м вскрыла 54-метровую толщу нефтенасыщенных известняков.

Испытания дали около 3920 барр. нефти и 13 млн куб. футов газа в день (на десяти-миллиметровом штуцере), что позволило оператору оценить ресурсы нового тренда (3520 км²) в 1,6 млрд барр. нефти.

В июле 2019 г. в 40 км на северо-восток от месторождения Маньшень скважиной Лунтан-1 (Luntan) в карбонатах свиты Вусонгер (Wusongger) кембрийского возраста была также открыта нефтяная залежь. Коллекторы описаны как различные карбонаты, сильно затронутые процессами карстификации и трещиноватости (табл. 3).

Эксперты британской консалтинговой компании Вудсайт (Woodside) считают, что эти открытия явились результатом более чем трехлетних инвестиций в разведку, которые и привели к нефтяным открытиям в традиционно газоносной части провинции бассейна Тарим (табл. 4). Такие временные рамки согласуются с мнением специалистов PetroChina, которые оценивали период минимизации рисков своих сверхглубоких проектов в 2,5–3,5 г.

Несмотря на продолжающийся весь 2020 г. кризис, PetroChina считает, что разработка газоносных залежей по-прежнему весьма перспективна и не будет существенно затронута ожидаемыми сокращениями инвестиций. Добившись значительного прогресса в изучении сверхглубоких разрезов (табл. 5) и получив впечатляющие результаты, руководители Национальной нефтяной корпорации Китая (CNPC), Геологического общества и Сообщества нефтяников отмечают, что подавляющая часть глубоких участков бассейнов Китая остается практически не изученной (рис. 3).

В табл. 5 приводятся данные бурения (за неполные 3 года) сверхглубоких оценочных и эксплуатационных скважин в пределах одного месторождения – Шунбей (№7 на рис. 2).

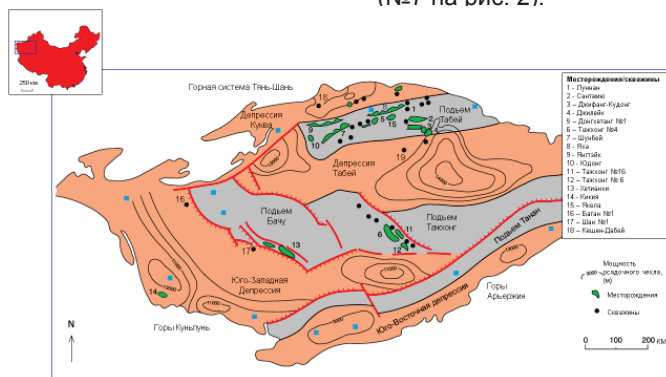


Рисунок 2. Бассейн Тарим, северный Китай (1,02 млн км²): основные структурно-тектонические элементы, положение крупных месторождений и глубоких скважин

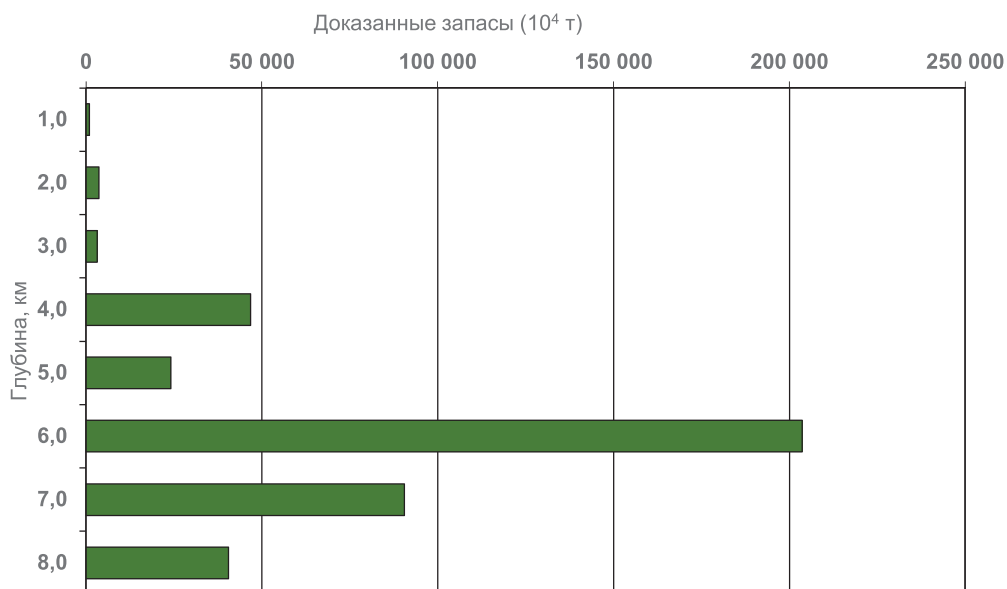


Рисунок 3. Бассейн Тарим. Распределение доказанных запасов (совместно нефть и газ в нефтяном эквиваленте) по глубине (Yang, 2020)

Таблица 2. Характеристика литофаций сверхглубоких залежей в бассейнах Сычуань и Тарим

Бассейн	Месторождение/скважина	Литофации
Сычуань	Янба, свиты Фейхиангун (T ₁), и Чангхин (P ₃)	Карбонаты окраины и побережья рифовой платформы На глубинах 6500–7110 м, пористость 5,2% (P50)
	Свита Лейкоупо (Карбон)	Доломиты (доломититы); 6000+ м
Тарим	Скв. Тажонг №1 (Ордовик) Скв. Тажонг №2 (Карбон)	Карбонаты рифовой платформы Карбонаты побережья/пляж
	Тахи, Ханилкатам, Луннан и Лангу (Ордовик) Скв. Ташен №1 (Кембрий) Скв. Ташен №3 (O ₁₋₂)	Карст, кора выветривания карбонатных массивов Доломиты; 8408 м (нефтепроявления) Кора выветривания; 6168,24–6724 м, (нефть)
	Шунбей (Ордовик) Скв. Шунбей – 1СХ Скв. Шантао №1 (Ордовик)	Трещиноватые (и микротрещиноватые) карбонаты 6300 м, нефть 7874 м, газ
	Кешен-Дабей, Скв. Кешен-902, (Мел) Скв. Бози -№1	Терригенные разности дельтового комплекса; 8038 м 7014 м
	Скв. Жонгшен №1, свита Хиаорблак (Кембрий) Скв. Жонгшен №5	Трещиноватые карбонаты; 6861–6944 (газ) 6562–6671 м (конденсат)

Таблица 3. Оценка суммарных запасов УВ 4 месторождений со сверхглубокими залежами

Место-рожде-ние	Скважина*	Воз-раст	Литология	Глубина, м	Суммарные запасы					
					Нефть (10 ⁴ т)			Газ (10 ⁶ м ³)		
					P10	P50	P90	P10	P50	P90
Тажонг	Tazhong-1 Zhonggu-43	О	карбонаты	3500–6200	38600	29000	22800			
Табей	Ha-6 Repu-3	О	карбонаты	5900–7100	27700	18800	10812			
Лонгганг	Longgang-1, 6, 8	Т-Р	карбонаты	5800–7100				1742	1146	702
Куче	Keshen-5 Dabei-3	К	песчаники	5000–8000				7500	6448	?

Таблица 4. Результаты испытаний некоторые сверхглубоких скважин Китая

Скважина	Воз-раст	Литология	Интервалы испытаний, м	Описание	Приток	
					Нефть	Газ
					т/сут	10 ⁴ м ³ /сут
Бассейн Тарим						
Repu-3	О	карбонаты	6977–7045	Открытый ствол, 4 мм штуцер	95,3	3,9
Zhonggu-16	О	карбонаты	6224–6226	6 мм штуцер	154,4	5,4
Gucheng-6	О	карбонаты	6144–6169	8 мм штуцер		26,4
Tuoru-39	О	карбонаты	6950–7110	3,5 мм штуцер	96,2	1,07
Keshen-2	К	песчаники	6573–6697	ГРП, 8 мм штуцер		46
Dabei-3	Pg	песчаники	7058–7091	ГРП, 6 мм штуцер		41,6
Bozi-1	К	песчаники	7014–7084	5 мм штуцер	29,5	24,5
Dabei-302	К	песчаники	7209–7244	10 мм штуцер		116,15
Бассейн Сычуань						
Longgang-1	Р	карбонаты	6218–6240	Кислота, открытый ствол		187
Longgang-11	Р	карбонаты	6135–6415	Кислота, открытый ствол		331
Бассейн Бохай Бэй						
Niudong-1	О	карбонаты	5641–6027	Кислота, ГРП	642,9	56,3

Таблица 5. Некоторые сверхглубокие скважины месторождения Шунбей, бассейн Тарим (Ruoye Wang, 2020, [10])

Скважина	Дата	Забой (MD, м)	Скважина	Дата	Забой (MD, м)
Шунбей – 7	2017-10	8121	Шунбей – 5-12Н	2019-02	8424,05
Шунбей – 5-4Н	2017-11	8064,23	Шунбей – 5-9	2019-03	8411
Шунбей – 5-6	2018-11	8026	Шунбей – 1-20Н	2019-02	8191,1
Шунбей – 1-10Н	2018-01	8225,4	Шунбей – 5-10	2019-03	8143
Шунбей – 51Х	2018-04	8239,3	Шунбей – 5-8	2019-02	8024
Шунбей – 501	2018-09	8360	Шунбей – 5-11Н	2019-03	8014
Шунбей Фонг – 1	2018-10	8450	Шунбей Фонг -1	2019-02	8588
Шунбей 1-16Н	2018-11	8002,54	Шунбей Фонг -1-17Н	2019-04	8219,86
Шунбей 5-5	2018-12	8520	Чуан Шен – 1	2019-07	8420
Шунбей 1-15	2018-12	8010	Лун Тан – 1	2019-07	8882

Пермский бассейн (США)

Пермский бассейн площадью более 305 тыс. км² расположен в западной части штата Техас и юго-восточном окончании Нью-Мехико и является одним из основных нефтегазоносных регионов США. Он объединяет в себе несколько тектонических элементов меньшего ранга: 3 бассейна (Вал-Верде, Делавэр и Мидланд), 4 шельфовых участка, Центральную платформу

и ряд более мелких структур – палеопроливов и сводов (рис. 4). Морфологически он представляет сложную изометричную депрессию, в которой более глубокий бассейн Делавэр, расположенный на западе, отделяется от бассейна Мидланд Центральной платформой. На северо-западе и востоке они ограничены широким карбонатным шельфом, а на юге – складчатым поясом Уачита-Маратон.

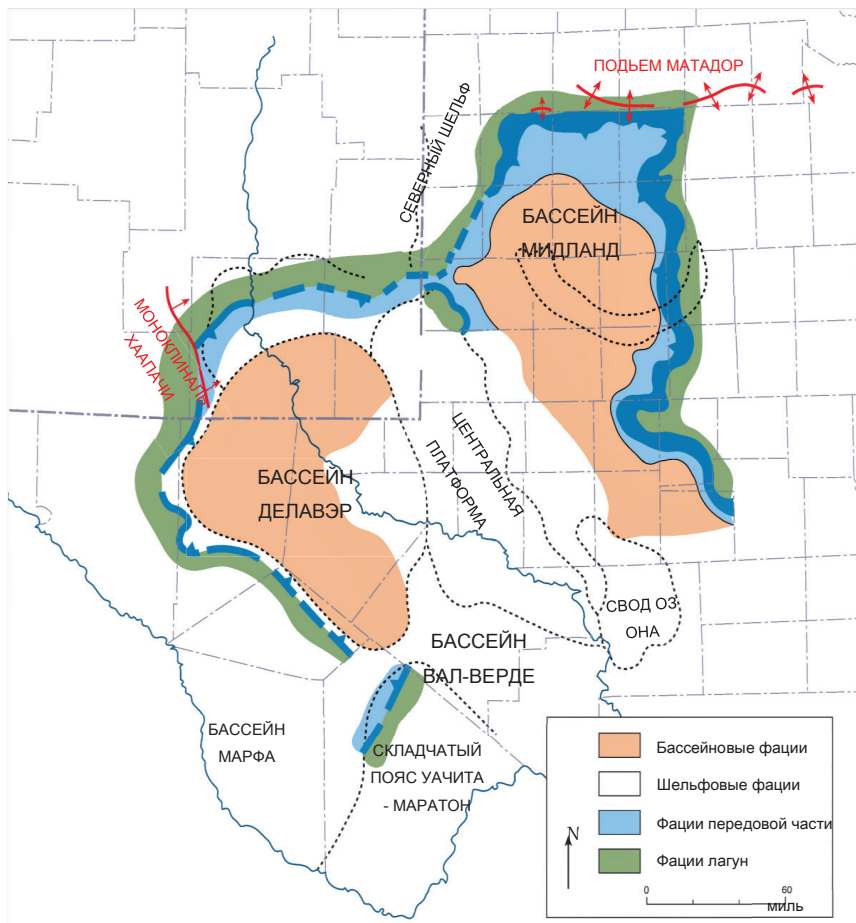


Рисунок 4. Пермский мегабассейн (общая палеогеография на период нижней перми, Леонардский ярус, 275 млн лет) (по [11], 1988, с дополнениями)

Благодаря исключительно удачному сочетанию различных геологических и географических факторов, Пермский мегабассейн, вместе с прилегающими к нему обнажениями, исторически играл ключевую роль в разработке новых концепций и методик интерпретации. Так, Ванлесс и Веллер в 1932 г. для описания ритмично построенных карбонатно-терригенных пород Пермского возраста предложили

к использованию термин «циклотема» (Wanless and Weller, 1932, [12]). Затем при соавторстве с Шеппардом была впервые описана связь между цикличностью эвстатических колебаний уровня моря и ритмичностью верхнепалеозойских отложений (Wanless, and Shepard, 1936, [13]). По их предположению циклотема явилась результатом высокочастотных трансгрессий и регрессий, связанных с гляцио-эвстати-

ческими колебаниями, обусловленными основными (в период девон–пермь) оледенениями Гондваны.

Эта же ритмичность в эвстатике вызвала на шельфе отчетливые проградационные, агградационные и ретроградационные построения смешанных терригенно-карбонатных комплексов, что дало основание для разработки одной из первых моделей циклической седиментации континентальной окраины – «осадочной топографии» (Van Siclen, D. C., 1958, [14]). Уилсон продолжил разработки Ван Сиклена, описав концепцию гибридных, или «комбинационных», карбонатно-терригенных комплексов и создав основу для современной циклостратиграфии (Wilson, 1975,

[15]). Термин «reciprocal sedimentation», предложенный для описания строения пермских отложений, в котором комплексы преимущественно карбонатных отложений высокого стояния уровня моря чередовались с терригенными комплексами низкого стояния, стал успешно применяться для характеристики других окраинных шельфов разрезом.

Морфология Пермского бассейна сходна со строением некоторых меловых разрезов и современной карбонатной платформы Багамских островов (Harper, 2015, [16]). Практически всемирную известность бассейну принесли отчетливые клиноформы пластов группы Эль-Капитан в горах Гваделупы (рис. 5).

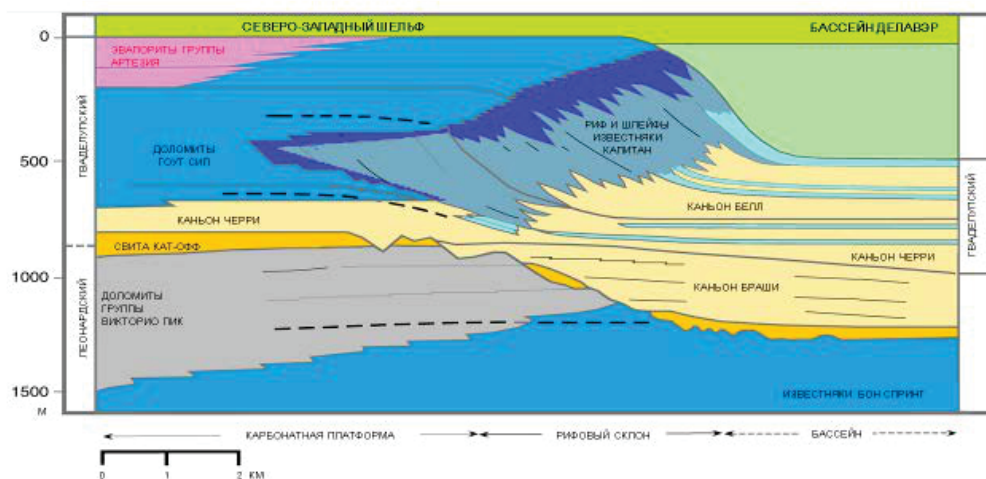


Рисунок 5. Стратиграфия переходной зоны от северо-западного шельфа к центральной части бассейна Делавэр (Schlager, 2005, [17]); искажения по вертикали – в 3 раза

Это одно из первых мест, где в 1948 г. был описан в деталях (в многочисленных обнажениях) закономерный переход фаций зарифовых лагун, свода рифа, передового склона и пологой части бассейна (King, 1948, [18]). Ставшая академической концепция Рича по унда-, клино- и фондоформному строению не была построена на пермских разрезах, однако вместе с работой Кинга стала одним из наиболее часто цитируемых примеров клиноформных образований (Rich, 1951, [19]), заслонив собой фациальный закон Головкинского – Иностранцева – Вальтера (закон корреляции фаций), сформулированный за 80 лет до него.

В тектонической истории развития мегабассейна последовательно выделяются 3 стадии. Первая относится к нижнему палеозою, предположительно, к верхнему

кембрию, и характеризуется формированием обширной пассивной окраины – мелководного бассейна Тобоса. Депрессия типа кратона образовалась в результате пострифтовой фазы и раздвига обломков докембрийского суперконтинента.

Вторая стадия охватывает интервал от верхнего миссисипия до нижней перми и относится к образованию синорогенного передового прогиба. Варисское (Герцинское) столкновение северо- и южноамериканского кратона привело к образованию складчатого пояса Уачита-Маратон с ориентацией с юго-востока на северо-запад (рис. 4). Оформившиеся к этому времени основные элементы, бассейны Делавэр и Мидланд и центральная платформа, явились непосредственными результатами орогенных процессов. Эти интенсивные тектонические процессы привели к широ-

кому распространению обломочных отложений в погруженных частях и последовавшему за этим в раннепермское время формированию карбонатных шельфов и окраин. Общая палеогеографическая реконструкция и положение основных задокументированных рифогенных построек на

начало пермского периода приводится на рис. 6. Принципиальным отличием в интерпретации Блэйки (Davudov, 2013, [20]) является сходное (по широте) положение основных 3 бассейнов: Пермского, Прикаспийского и Тарим.

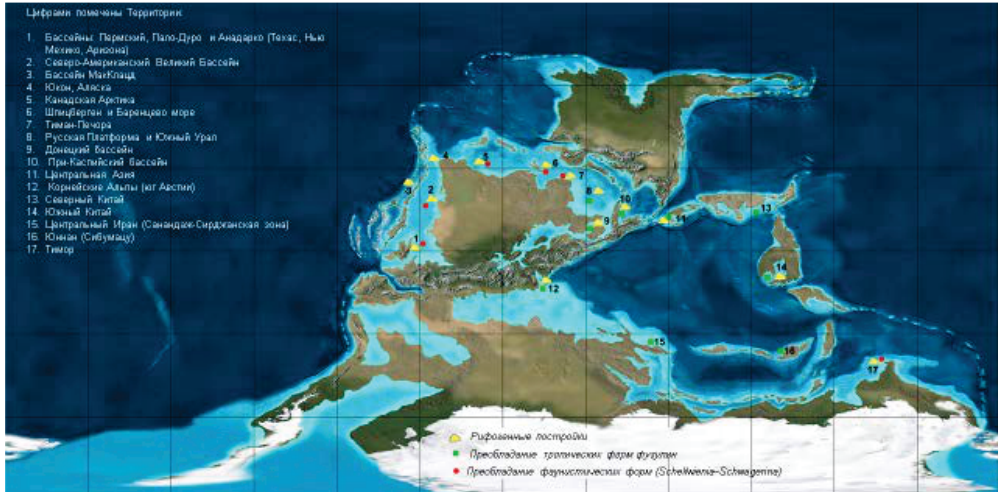


Рисунок 6. Палеогеография на границе верхнегжелльского и нижнеасельского ярусов (начало пермского периода) и положение основных рифогенных построек (по данным Davudov, [20], наложенных на реконструкцию Blakey, 2013 из [20])

Третья стадия связана с посторогенным заполнением депрессий. В передовых прогибах – новообразованных бассейнах – было отложено до 4 км разнообразных обломочных осадков. Одновременно с этим на мелководных участках шельфа, платформе и в прибрежной зоне формировались преимущественно карбонатные разности. Принципиальный сдвиг в седиментации произошел приблизительно в позднегваделупское время, когда на смену мелководным карбонатам стали приходиться эвапориты и связанные с ними обломочные отложения.

Большая часть этих продуктивных комплексов выходит на поверхность вдоль западного окончания бассейна Делавэр, в обнажениях гор Гваделупы, что существенно облегчило её детальное циклостратиграфическое изучение. Существуют многочисленные классификации пород этого района, составленные как академическими институтами, так и геологическими отделами различных компаний-операторов. Одним из наиболее простых и часто используемых является описание 5 осадочных комплексов, предложенное Россом (1987, [21]).

Бассейновый комплекс – темно-серые, черные аргиллиты, известняки и

алевролиты, обогащенные органикой, с небольшим количеством мелкозернистых песчаников турбидитного происхождения. Эти осадки формируют толщу уплотнения во время высокого и низкого стояния уровня моря.

Склонный комплекс – различные аргиллиты, в т.ч. обогащенные органикой, типичны для высокого стояния, и переработанные – переотложенные карбонатно-терригенные отложения шельфа – во время низкого стояния.

Комплекс окраины (бровки) шельфа – переработанные трансгрессиями обломки пород и окаменелостей, перекрытые поддерживающими уровень и дополнительно растущими карбонатами.

Собственно, шельфовый комплекс – пакстоуны со значительной биотурбацией, в верхней части зоны прилива чередующиеся с хорошо отсортированными, зернистыми известняками (грейнстоунами).

Приливоно-отливной, включающий внешнюю часть берега, комплекс – разнообразные литофации: песчаные пляжи, бары, глинистые отмели и водорослевые покровы.

Пермский комплекс представляет собой, ставшую классической, модель смешанной (двойной) карбонатно-обломочной

седimentации, предложенной в 1958 г. Ван-Сикленом. В этой модели, в пределах верхнего шельфа и прибрежной части – в плайях, себхах и лагунах, – происходит быстрое накопление карбонатных и эвапоритовых пород, а соответствующие им (по времени) рифы и зернистые известняки побережья откладываются на окраине шельфа. В пределах нижнего склона и дна бассейна, во время высокого стояния уровня моря, формируются тонкие карбонатные турбидиты покровного типа. Во время понижения уровня моря на шельф в изобилии поступают речные и эоловые обломочные осадки, которые затем перемещаются вниз по различным каньонам и каналам и отлагаются в виде мощных турбидитных покровов терригенного состава. При этом преимущественно карбонатные и песчано-глинистые, смешанные комплексы пород циклично сменяют друг друга (рис. 5).

Смена типов осадконакопления была тесно связана с изменениями скорости седimentации и появлением осадочных образований, долгое время известных как флиш. Исходный термин применялся для описания синтетектонических глубоководных осадочных комплексов геродового прогиба Швейцарских Альп, однако с середины

1930-х гг. он стал широко использоваться при характеристике сходных тектоническо-седimentационных образований. Основной состав этих образований – песчано-алевролитно-глинистые турбидиты, а также генетически связанные с ними, оползневые осадки (Houseknecht, 1986, [22]).

Отмечаются многочисленные гравийные прослои конгломератов и олистостром с крупными валунами и блоками шириной до первых сотен метров. Они формировались на краю склона, который сделался исключительно нестабильным в результате тектонической нагрузки. Некоторые из олистостром несут отчетливые следы структурной (полужидкой) деформации, что говорит о синседimentационной тектонической активности.

Бассейн Каннинг (Австралия)

Бассейн Каннинг, также известный как Пустынный артезианский бассейн, расположен на западной окраине Австралии и покрывает территорию примерно в 506 тыс. км², из которых 430 тыс. км² расположены на суше. В его состав входят несколько элементов меньшего ранга: суббассейны Фицрой, Виллара, Кидсон и Трог Грегори, а также приподнятые шельфовые участки, террасы и заливы (рис. 7).

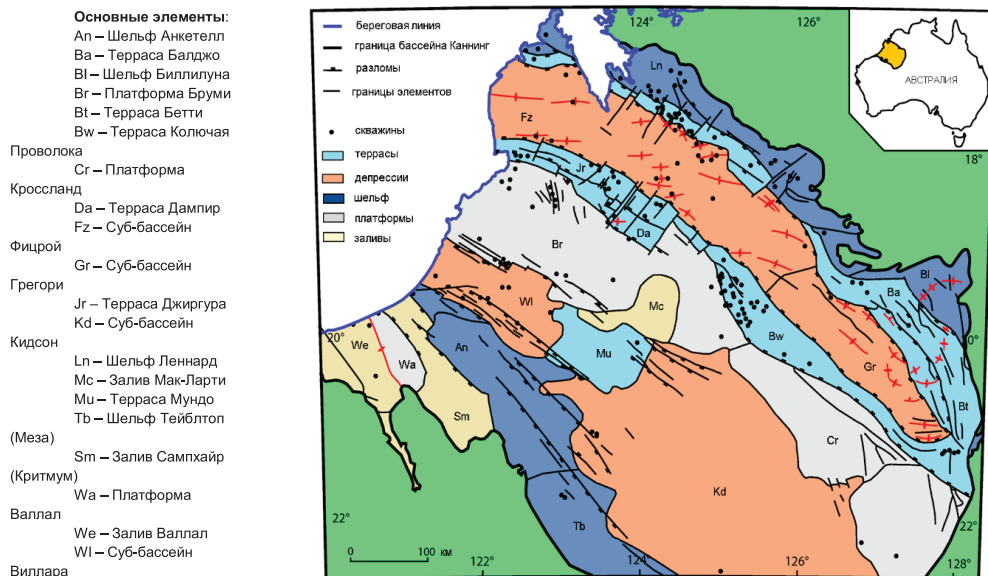


Рисунок 7. Бассейн Каннинг, Австралия (506000 км², из которых большая часть – на суше (430000 км²)). Структурно-тектонические элементы (по Kennard 1994, [23])

Девонские осадки этого бассейна считаются весьма перспективным объектом для поисков коммерческих запасов нефти и газа. Эти отложения выходят на поверхность на протяжении более чем 350 км вдоль северной границы бассейна,

где в нескольких каньонах (Гейки Джордж и Виндхана) отмечены хорошо сохранившиеся обнажения рифовых комплексов и карбонатных платформ (Passmore, 1987, [24]) (рис. 8).

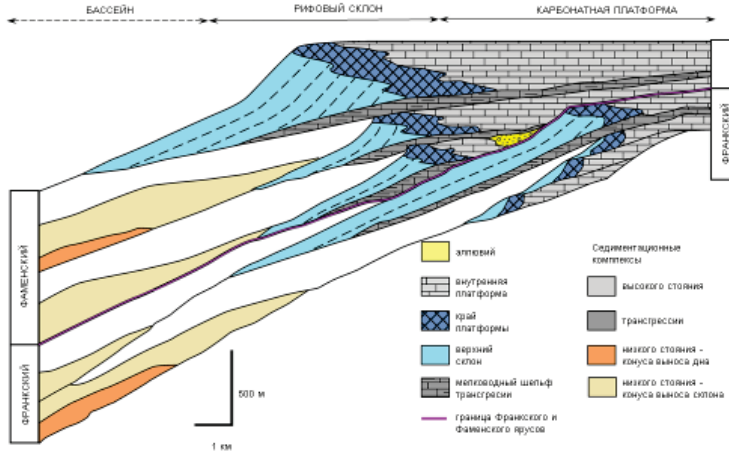


Рисунок 8. Циклостратиграфическая модель смешанной седиментации верхнедевонской карбонатной платформы бассейна Каннинг (after Kennard 1992, с изменениями, [25])

Расположенная на северо-западе Австралийского континента, часть бассейна Каннинг относится к внутрикратонному типу и представлена 2 вытянутыми депозцентрами палеозойского возраста, разделенными подъемом и ограниченными сериями вытянутых шельфовых бровок и террас (рис. 7). На северо-востоке выделяется суб-бассейн Фицрой – ассиметричный полурабен, заполненный 15–17-километровой толщей осадочных отложений верхнедевонского и пермского возраста (Seyedmehdi, 2019, [26]). Эта часть бассейна была заложена в среднем девоне в результате рифтинга и раздвижек, сочетавшихся с быстрым погружением. По бокам она была ограничена сериями протяженных, крутых вертикальных и листрических разломов (Holz, 2017, [27]). Произшедшее в середине карбона сжатие привело к инверсии и частичному размыву отложений. Это событие отмечается региональным несогласием в основании свиты Грант.

Осадочный чехол представлен группой Фейрфилд, сложенной чередованием карбонатных и терригенных разностей девонского и верхнекарбонного возраста. Она перекрывает хорошо сохранившийся и изученный Западноавстралийский девонский рифовый комплекс. Рифовые образования сформированы 2 последо-

вательностями: отступающей франкской и проградационной – фаменской (рис. 8). Они прослеживаются как в обнажениях, так и на материалах бурения и сейсморазведки многочисленных шельфовых террас.

Условия формирования интерпретируются как погружающаяся карбонатная окраина и начинаются с затопления и отложения на девонских рифах мелководно-морских осадков. Развитие рифов в основном контролировалось активной тектоникой и, в частности, сериями повернутых блоков, на приподнятых краях которых и развивались постройки. Одновременно с этим реактивация разломов играла важную роль в образовании дополнительной трещиноватости в этих породах.

Состав отложений группы в значительной степени определялся существовавшим рельефом: мелководные осадки внутренних областей откладывались в пределах девонской карбонатной платформы, а глубоководные разности – за внешней кромкой, на среднем и нижнем склоне и донной части палеобассейна. В соответствии с этим выделяются 2 типа коллекторов: коллекторы доломитового состава, связанные с пористыми и проницаемыми разностями внутренних частей окраины и циклостратиграфических комплексов высокого стояния, и низкопродук-

тивные терригенные разности – песчаники и алевролиты, чередующиеся с аргиллитами, образовавшиеся во времена низкого стояния уровня моря и трансгрессий. Эти литофации выделяются в свиту Лаурель, содержат в себе значительные объемы природного газа и рассматриваются в качестве «нетрадиционного», или «гибридного», объекта разработки УВ.

Обобщив предыдущие работы в обнажениях и дополнив их интерпретацией данных сейсморазведки и разведочных скважин, Питер Саусгейт с соавторами выделили 4 основных седиментационных комплекса (Southgate, 1993, [28]).

1. Карбонатная платформа, ограниченная рифовым поясом. Здесь трансгрессивные циклы и отложения высокого стояния уровня моря сложены преимущественно карбонатными разностями, а циклы низкого стояния – преимущественно обломочными (терригенными).

2. Терригенные отложения низкого стояния уровня моря. Выполняют пониженные участки дна бассейна, а также многочисленные эрозионные каналы (верхнего?) склона и платформы. В ряде случаев здесь выделялись 3 сейсмостратиграфических подкомплекса: конуса выноса дна бассейна, конуса выноса нижнего склона и проградационные толщи.

3. Карбонатные отложения низкого стояния уровня моря, местами обильные, но ограниченные, в основном, участками подводных возвышенностей, где количество грубозернистого материала было незначительно.

4. Отложения высокого стояния уровня моря, представленные разнообразными песчаниками (до крупнозернистых разностей), доломитами и доломитовой брекчией. Этому комплексу соответствуют литофации внутренней части карбонатной платформы (в т.ч. карстовые), рифовые и зарифовые разности (Seyedmehdi, 2019, [26]).

Примечательно, что, начиная с ранних публикаций (Kennard, 1992, [25]), к этой последовательности относились встреченные на нижней (переходной) части склона и на дне бассейна системы турбидитных конусов выноса (рис. 8). Такие литофации выделялись в обнажениях и предположительно на основании циклостратиграфического анализа, на материалах сейсморазведки, однако не рассматривались в качестве самостоятельного объекта поисков (с традиционными поровыми или порово-трещинными грубообломочными коллекторами).

К потенциально перспективным также относят обогащенные органикой глубоководные разности, связанные с трансгрессивными комплексами. Во время быстрого подъема уровня воды с шельфовых склонов прекращалось поступление обломочного материала, и в придонных участках наступали застойные условия, позволяющие накапливать и сохранять органику.

Бассейн Каннинг является внутрикратонным погружением раннепалеозойского заложения и представлен 2 окруженными шельфовыми платформами и террасами, депоцентрами северо-западного простирания и расположенными по центру платформами Бруми и Кросслендз (рис. 7); отличительной чертой является сходность его структурно-тектонического строения с Пермским бассейном в США, а также весьма близкое распределение литофаций смешанной седиментации карбонатной платформы и рифового комплекса. На основании ограниченного применения принципа актуализма можно прогнозировать развитие здесь глубоководных комплексов, сходных с продуктивными отложениями свит Бон Спрингс, Вулфкамп (Делавэр) и Спраберри (Мидланд), и, соответственно, перспективных на поиски коммерческих залежей УВ, как «нетрадиционного» гибридного типа, так и классических турбидитов.

Прикаспийский бассейн, Казахстан, Россия

Прикаспийская впадина расположена на юго-востоке Русской плиты и входит в состав единой Каспийской мегавпадины, включающей также впадины Среднего и Южного Каспия. В тектоническом отношении она соответствует одноименной синеклизе Восточно-Европейской платформы – структуре с наиболее погруженным фундаментом. В современном рельефе это – слаборасчлененная низменная равнина с преобладающими абсолютными отметками менее 100 м и вплоть до отрицательных значений (-28 м), которые плавно возрастают к восточной окраине до 200 м и более к границе с плато. На севере и северо-западе пограничными структурами служат новейшие поднятия, которые развиваются на склонах Волго-Уральской и Воронежской антеклиз, на западе и юго-западе структуры Скифской плиты: Ергенинское поднятие и зона хребта Карпинского, на северо-западе – Приволжское поднятие. Северо-восточное и восточное обрамление структуры предгорного про-

гиба Урала и Южно-Эмбинское поднятие; на юге низменность ограничена впадиной Каспийского моря (рис. 9).

Согласно данным сейсморазведки глубина залегания фундамента в Прикаспийской впадине достигает 22 км, а сам фундамент представляет собой серию блоков континентальной коры разного времени консолидации, отделенных друг от друга зонами долгоживущих разломов (Волож, 2008, [29]). Наиболее древний возраст фундамента – архей-протерозойский, установлен в пределах Центрально-Прикаспийского блока, а южнее, в пределах Восточно-Прикаспийского блока, фундамент более молодой – позднепротерозой-рифейский (рис. 10).

Данная структура имеет ключевую значимость для нефтяной промышленности Казахстана, где промышленная добыча осуществляется с 1912 г. Основными источниками УВ считаются толщи черных сланцев верхнедевонского и нижнепермского возраста, которые вверх по разрезу переходят в мелководно-морские карбонатные комплексы, включающие платформенные образования и рифогенные постройки. Эти комплексы перекрываются соленосными толщами кунгурского возраста и верхнепермскими глинистыми разностями. Такое строение хорошо сопоставляется со стратиграфически разновозрастными разрезами бассейнов Делавер и Мидланд и связанными с ними шельфовыми (карбонатными) платформами (рис. 11).

Помимо этого, отмечается схожесть в распределении органического вещества в наиболее погруженных (в палео-плане) участках, которое относится ко второму типу (II); на склонах и особенно в пределах карбонатных и смешанных платформ шельфа появляется смешанный тип (II/III), с преобладанием морской составляющей.

Основным и принципиальным отличием Прикаспийского бассейна является его центральная часть, представленная вы-

тянутой депрессией. Эта особенность, на наш взгляд, только увеличивает шансы на развитие обширных участков турбидитной седиментации и повышает их перспективность. Формирование погруженного участка в центре бассейна приводит к следующим его особенностям:

1. увеличению пространства аккумуляции;
2. более низким градиентам склона, что позволяет осуществить сортировку грубообломочного материала;
3. увеличению объема поверхностных вод, в которых могла развиваться органика (фитопланктон);
4. образованию застойных зон и сохранению в них осажденного органического материала.

В настоящее время в подсолевых отложениях Прикаспийской провинции основными типами являются месторождения рифогенных выступов и, как правило, ненарушенных, или частично эродированных, как Карачаганакский массив в башкирское время, крупных куполовидных и брахиантиклинальных поднятий (рис. 12). Эти залежи относятся к массивному и реже к пластово-массивному и пластовому типу. На основании аналогии с Пермским мегабассейном мы прогнозируем развитие турбидитных комплексов, содержащих грубозернистые породы, связанные с различными каналами и конусами выноса, а также значительных по площади и мощностям участков со смешанной карбонатно-обломочной седиментацией, обогащенных органикой «гибридных» толщ.

Из всех рассмотренных аналогов в качестве наиболее изученного был выбран Пермский бассейн. Используя статистические распределения технически извлекаемых запасов УВ Геологической Службы (USGS, 2016–2018, [30–32]), предлагается прогноз суммарных запасов карбона и нижнепермских глубоководных отложений Прикаспийского бассейна (табл. 6).

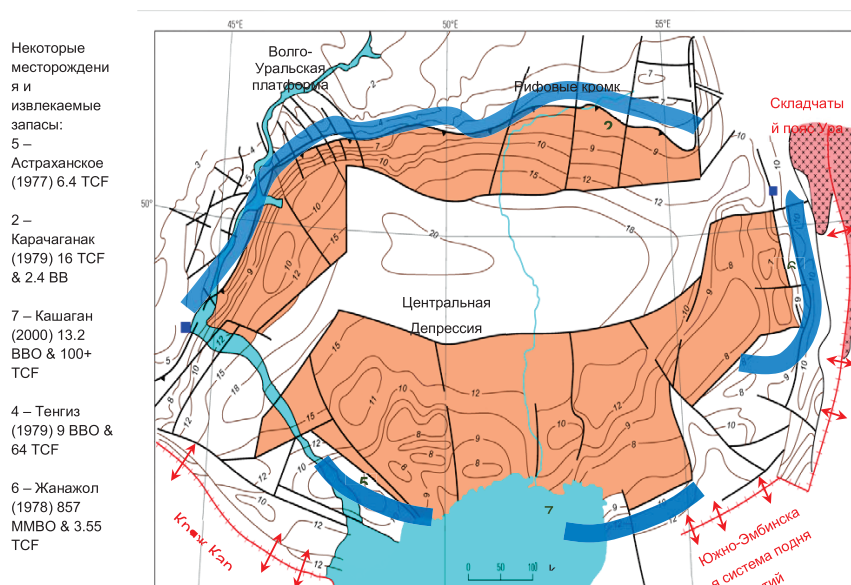


Рисунок 9. Прикаспийский бассейн (550000 км²). Основные элементы девон-карбоновой системы смешанной седиментации. Структурная карта и основные тектонические нарушения по поверхности фундамента (Хаин и Богданов, 2005, [33])

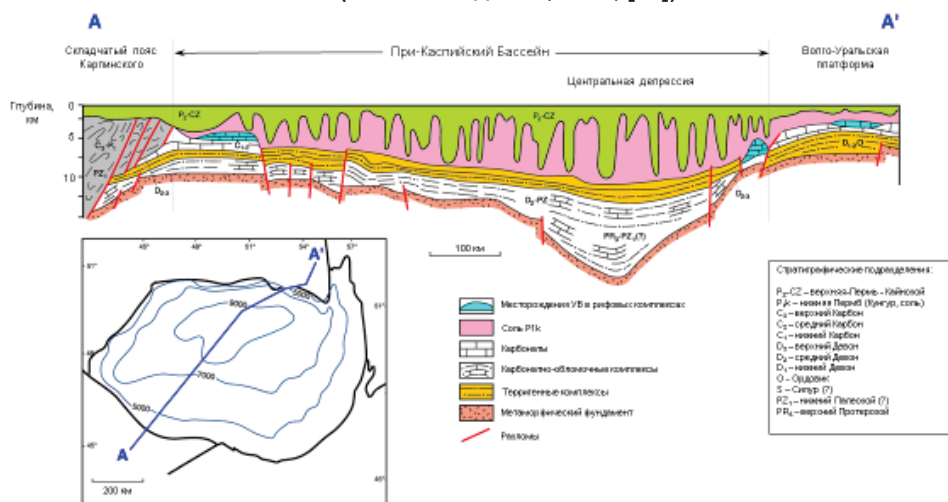


Рисунок 10. Сводный геологический разрез Прикаспийского бассейна в направлении SW-NE и распространение основных осадочных комплексов. (по материалам Effimoff, 2001, [34])

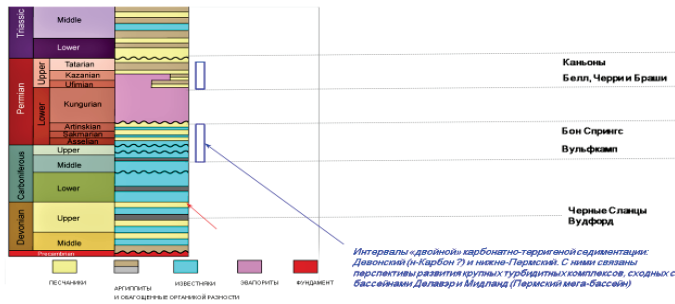


Рисунок 11. Стратиграфия и основные литофациальные комплексы восточной части Прикаспийского бассейна (Duffy, 2017, [35]) и соответствующие им свиты Пермского мегабассейна

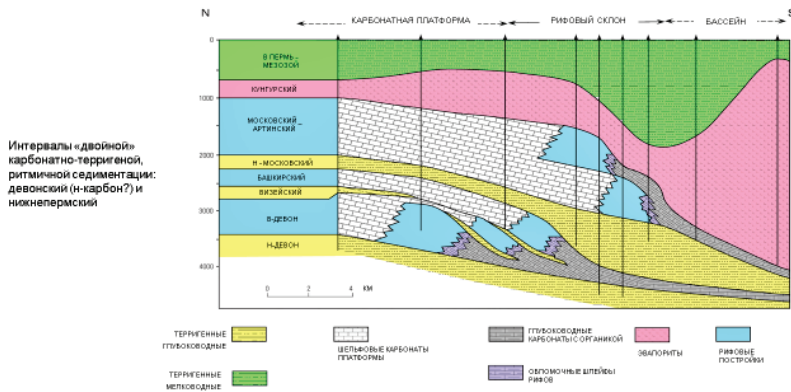


Рисунок 12. Разрез через северную часть окраины Прикаспийского бассейна (по Грачевскому, 1974, с дополнениями, [36]) и основные лито-фациальные комплексы

Таблица 6. Распределение суммарных неоткрытых извлекаемых запасов (каменноугольный и пермский периоды) в пределах Прикаспийского и Пермского (2016–2018) бассейнов

	НЕФТЬ (млн барр)			ГАЗ (млрд куб. фут)			КОНДЕНСАТ (млн барр. экв.)		
	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P5
Прикаспийский USGS 2001									
континент	3 464	9 193	18 620	19 729	55 462	123 408	836	2 615	6 572
море	3 687	12 054	28 038	14 715	49 737	127 790	579	2 042	5 446
ВСЕГО	7 151	21 247	46 658	34 444	105 199	251 199	1 415	4 657	12 018
Прикаспийский EIA, 2014–2015									
газ жирный/сухой и растворенный		6 940			21 500			130	
Прикаспийский «Пермский Аналог»									
ВСЕГО (MIN)	9 897	29 393	64 526	42 093	128 383	306 856	2 570	8 457	21 824
ВСЕГО (MAX)	68 855	116 535	189 506	202 186	495 226	900 564	14 130	34 784	70 394
USGS & BLM 2016–2018									
Пермский бассейн (3 части)	40 032	67 753	110 178	117 550	287 922	523 584	8 215	20 223	40 927
<i>на конец 2018 г. добыто 33 млрд барр. нефти и 118 трлн куб. фут газа</i>									

Основные результаты

Сходные черты строения Прикаспийского и Пермского бассейнов

Изометричная форма и история развития: заложение в раннем палеозое, заполнение смешанными терригенно-карбонатными осадками и на заключительном этапе частичное перекрытие континентальными фациями.

Сложная – «двойная» – карбонатно-терригенная цикличная седиментация на бортах (клиноформного строения), с развитием обогащенных органикой черносланцевых литофаций и различных турбидитных комплексов в пределах нижнего склона и дна бассейна (рис. 5, 8 и 12).

Наличие эвапоритов (солей) и связанное с этим развитие минибассейнов, зон с аномально высоким пластовым давлением и вероятное «охлаждение» подсольевых комплексов, повышающие перспективность глубоких частей.

Вместе с тем между этими бассейнами были выявлены 2 принципиальных отличия: строение центральной части и наличие глубоководной соленосной массы. Депрессионной части Прикаспийского бассейна соответствует Центральная платформа Пермского, что приводит к различиям в объемах аккумуляции и градиентах склонов. Оба отличия повышают перспективность верхнепалеозойских интервалов Прикаспия: большая площадь и глубины обеспечивают условия для сохранения органики и лучшей дифференциации поступающего туда обломочного материала.

Более подробную информацию о Пермском бассейне можно найти в отдельной монографии [37].

Сравнение с Палеозойскими бассейнами Тарим и Сычуань позволяет говорить об исключительной перспективности отложений, залегающих на глубинах свыше 6000–7000 м, а наличие мощной соляной массы в Прикаспийской депрессии повышает вероятность формирования здесь крупных залежей УВ.

Список использованной литературы

1. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Нефть на больших глубинах. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2020, № 3, с. 3-19.
2. Lyell C. Principles of Geology. 3 vols. – Murray, London. 1830–1833.
3. Черных В.В. Актуализм и метод аналогий в геологических рестроспекциях. – Литосфера, 2013, No 4, с. 39–49
4. Qiu Z.J., and Gong Z.S., eds. – Petroleum Exploration in China, v. 2: Petroleum Industry Press, Beijing, 1999, p. 362-426 (in Chinese).
5. Caineng Z., Hou L., Hu S., Zhu R., Liu S., Yang Z., Zhidong G., Yang F. and Yang C. Prospect of ultra-deep petroleum onshore China. – Energy Exploration and exploitation, 2014, Vol. 32, Number 1, p. 19–40.
6. Wu M.D. Sichuan Basin. – Proceedings of Schlumberger Well Evaluation Conference, China, 1985, p. 31–36.
7. Li Y., Xue Z., Cheng Z., Jiang H., Wang R. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. – China Petroleum Exploration, 2020, Vol. 25, Issue 1, p. 45–57.
8. Yue Y., Liou J.G., and Graham S.A., Tectonic correlation of Beishan and Inner Mongolia orogens and its implications for the palinspastic reconstruction of north China, in Hendrix, M.S., and Davis, G.A., eds. – Paleozoic and Mesozoic tectonic evolution of central Asia: Geological Society of America Memoir, 2001, № 194, p. 101–116.
9. He D.F., Chen H.Y., Liu S.B., Pool-forming mechanism of Kekeya Condensate Oil and Gas Field. – Petroleum Exploration and Development, 1997, vol. 24, № 4, p. 28–32 (in Chinese with English abstract).
10. Wang Ruyue, Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China (Chinese). January 2020 DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
11. Frenzel H.N., Bloomer R.R., Cline R.B., Cys J.M., Galley J.E., Gibson W.R., Hills J.M., King W.E., Seager W.R., Kottowski F.E., Thompson S., Luff G.C., Pearson B.T., Van Sicken D.C. The Permian basin region. Sedimentary cover – North American craton: US: Boulder, Colorado, Geological Society of America, 1988, The Geology of North America 2: 261–306.
12. Wanless H.R., Weller J.M., Correlation and Extent of Pennsylvanian Cyclothems. – GSA Bulletin, 1932, 43 (4), p. 1003–1016.
13. Wanless H.R., Shepard F. P. Sea level and climatic changes related to late Paleozoic cycles. – GSA Bulletin, 1936, 47 (8), p. 1177–1206.

14. Van Siclen, DeWitt C. Depositional Topography – Examples and Theory. – Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 1958, v. 42, № 8, p. 1897–1913.
15. Wilson J.L. The Stratigraphy of Carbonate Deposits. – In: Carbonate Facies in Geologic History, Springer Study Edition, Springer, NY, 1975.
16. Harper B. B., Puga-Bernabéu A., Droxler A., et al. Mixed Carbonate – Siliciclastic Sedimentation Along the Great Barrier Reef Upper Slope: A Challenge To the Reciprocal Sedimentation Model. – Journal of Sedimentary Research, 2015, 85(9), p. 1019–1036.
17. Schlager W. Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy – SEPM, 2005.
18. King P.B. Geology of the southern Guadalupe Mountains – U.S. Geological Survey Professional, Texas, 1948, paper 215.
19. Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. – Geol. Soc. Am. Bull., 1951, 62, p. 1–20.
20. Davydov V.I., Haig D.W., McCartain E. A latest Carboniferous warming spike recorded by a fusulinid-rich bioherm in Timor Leste Implications for East Gondwana deglaciation. – Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2013, V. 376, p. 22–38.
21. Ross C.A., Ross J.R.P. Late Paleozoic Sea Levels and Depositional Sequences. – Western Washington University, Geology Faculty Publications, 1987, 61.
22. Houseknecht D.W. Evolution from Passive Margin to Foreland Basin: The Atoka Formation of the Arkoma Basin, South-Central USA. – Foreland basins, 1986, p. 327–345.
23. Kennard J. M., Jackson M. J., Romine K. K., Shaw R. D. and Southgate P. N. Depositional sequences and associated petroleum systems of the Canning Basin –The Sedimentary Basins of Western Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, 1994, p. 657–676.
24. Passmore V.L., Towner R.R. A history of Geological Exploration in the Canning Basin, Western Australia. – Earth Sciences History, 1987, Vol. 6, No. 2, Australian Papers, p. 159–177.
25. Kennard, J. M. et al New sequence perspective on the Devonian reef complex and the Frasnian-Famennian boundary, Canning Basin, Australia – Geology, 1992, vol. 20, p. 1135–1138.
26. Seyedmehdi Z. Sequence stratigraphy influenced by tectonics and implications for reservoir development, latest Devonian – Early Carboniferous ramp, Canning Basin, Australia. – Marine and Petroleum Geology, 2019, 99, p. 252–264.
27. Holz M., Vilas-Boas D. B., Troccoli E. B., Santana V. C. and Vidigal-Souza P. A. Conceptual Models for Sequence Stratigraphy of Continental Rift Successions – Stratigraphy & Timescales, 2017, vol. 2, p. 119–186.
28. Southgate P.N., Kennard J.M., Jackson M.J., O'Brien P.E., Sexton M.J. Reciprocal lowstand clastic and highstand carbonate sedimentation, subsurface Devonian Reef Complex, Canning Basin, Western Australia. – Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent Development and Applications, 1993, vol. 57, p. 157–179.
29. Волож Ю А, Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. – Научный мир, Москва, 2008.
30. USGS, 2016. Assessment of Undiscovered Continuous Oil Resources in the Wolfcamp Shale of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas.
31. USGS, 2017. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources in the Spraberry Formation of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas.
32. USGS, 2018. Assessment of Undiscovered Continuous Oil and Gas Resources in the Wolfcamp Shale and Bone Spring Formation of the Delaware Basin, Permian Basin Province, New Mexico and Texas.
33. Хаин В.Е., Богданов Н.А. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. – Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 2003.
34. Effimoff I. Future hydrocarbon potential of Kazakhstan. – Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir, 2001, vol. 74, p. 243–258.
35. Duffy O.B., et al. Lateral mobility of minibasins during shortening: Insights from the SE Precaspian Basin, Kazakhstan. – Journal of Structural Geology. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.02.002>.
36. Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. Труды НИЛ «Зарубежгеология», вып. 32 – М.: «Недра», 1974, 156 с.
37. Исказиев К.О., Хафизов С.Ф. Краткий обзор турбидитных комплексов пермского мегабассейна (Техас и Нью-Мехико, США). – Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2019, 188 с.

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ: МҰНАЙ-ГАЗ БАСЕЙНДЕРІН САЛЫСТЫРУ ЖӘНЕ АСА ТЕРЕҢДІКТЕГІ КЕН ОРЫНДАРЫН ІЗДЕУ БОЛАШАҒЫ (СЫЧУАНЬ, ТАРИМ, ПЕРМЬ, КАННИНГ ЖӘНЕ КАСПИЙ БАСЕЙНДЕРІ)

Қ.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Мақалада мұнай мен газдың аса тереңдегі шоғырларын (тереңдігі 6000 м-ден астам) геологиялық зерттеу мен игеруде айтарлықтай тәжірибе жинақталған мұнай-газ бассейндері туралы, қарастырылған мұнай-газ бассейндері аумағындағы геологиялық құрылым, кенорындарын ашу туралы мәліметтер, сынақ нәтижелері, үлкен тереңдікке бұрғыланған ұңғымалар туралы деректер, қабаттық флюидтердің қорлары мен қасиеттері туралы мәліметтер қарастырылған.

Түйінді сөздер: Тарим және Сычуань бассейндері, Пермь бассейні, Каннинг бассейні, Каспий маңы бассейні, көмірсутектердің аса тереңдегі шоғырлары.

ULTRA-DEEP OIL: COMPARISON OF OIL AND GAS BEARING BASINS AND PROSPECTS FOR EXPLORATION FOR ULTRA-DEEP DEPOSITS (SICHUAN, TARIM, PERMIAN, CANNING AND PRECASPIAN BASINS)

K.O. Iskaziyeu, P.E. Syngaevskyi, S.F. Khafizov

The article reviews information on oil and gas bearing basins, where considerable experience has been accumulated in the geological study and development of the so-called ultra-deep oil and gas deposits (depths over 6000 m), on the geological structure, discoveries within the considered oil and gas basins, data on wells drilled to great depths, including test results, reservoir fluids reserves and properties.

Key words: Tarim and Sichuan basins, Permian basin, Canning basin, Precaspian basin, ultra-deep hydrocarbon deposits.

Информация об авторах

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – канд. геол.-мин. наук, профессор, генеральный директор, Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», k.iskaziyeu@kmgp.kz.

АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», г. Нур-Султан, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – канд. геол.-мин. наук, старший советник, петрофизик, pavel.syngaevsky@chevron.com

Chevron, Хьюстон, штат Техас, США

Хафизов Сергей Фаизович – докт. геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru. РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

УДК 551.24:553.98(574)

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АЛАКОЛЬСКОГО РЕГИОНА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

М.Е. Санатбеков

В данной статье проведен краткий анализ тектонической структуры Алакольской впадины, что позволяет предполагать надвиговое перекрытие современной горной системой нефтегазоматеринских толщ в древней Алакольской впадине, расширяет перспективную территорию для поисков нефти и газа. Тектоническое строение Алакольской впадины охарактеризовано на основании карты по поверхности палеозоя, составленной по сейсмическим данным. В связи со слабой изученностью осадочных комплексов Алакольской впадины о перспективах их нефтегазоносности можно говорить с некоторой долей условности. Высокая интенсивность тектонического режима, повлиявшего на структурно-формационные комплексы, связана с горстами и грабенами, что сказалось на литолого-палеогеографических условиях образования пород.

Следовательно, масштабы нефтегенерационного потенциала их различны и определяются типом и концентрацией органического вещества. Масштаб проникновения моря и существовавшие озерно-болотные условия породообразования, повлиявшие на накопившиеся толщи геологического разреза с гумусовой органикой, свидетельствуют о перспективах их нефтегазоносности.

Ключевые слова: тектоника, впадина, прогиб, месторождение, горст-грабен, моноклиналь, нефтегазоносность, отложения, углеводород, нефть.

Современные тектонические структуры Алакольского региона и смежной территории КНР являются следствием весьма активно проявленного орогенеза альпийской эпохи складчатости (плиоцен – антропоген). Характерной особенностью его можно считать, прежде всего, активизацию разрывных нарушений палеозойского субстрата с резким доминированием вертикальных движений как в самом субстрате, так и в покровном мезо-кайнозойском чехле. Значительная южная часть Алакольской мезо-кайнозойской депрессии испытала воздымание и превращение в сплошную систему грабенов и горстов. По поверхности фундамента, как уже отмечалось выше, Алакольская впадина представляет собой обширную асимметричную депрессию.

Тектоническое строение Алакольской впадины охарактеризовано на основании карты поверхности палеозоя, составленной по сейсмическим данным (рис. 1). Юго-западный борт крутой и ограничен Жетысуским разломом. Северо-восточный борт более пологий. По осевым линиям о. Алаколь и о. Сасыкколь расположен валобразный выступ поверхности палеозоя, который делит впадину на 2 части – неглубокую пологую северо-восточную и глубокую юго-западную [1].

Алакольская впадина в современном структурном плане представлена Северо-Алакольским и Южно-Алакольским грабенами, разделенными Сасыкколь-Алакольским горстом. До неотектонического преобразования эта структура простиралась далеко на юго-запад (междуречье Биен – Аксу) и на юг, по крайней мере до долины р. Тастау. Северная граница выражена менее четко и представлена системой мелких ступенчатых сбросов, отделяющих мезо-кайнозойские толщи от карбон-пермских вулканитов. Максимальная толщина платформенного чехла, залегающего на палеозойском основании, характерна для южного грабена. По геофизическим данным мощность пелитифицированных толщ на палеозое превышает 2000 м.

Наиболее погружен палеозойский субстрат в полосе северо-западного направления, протяженностью около 55 км по юго-западному побережью о. Алаколь. Этот приразломный грабен на юго-востоке выходит в Жетысуские «ворота», на северо-западе прослеживается до р. Аягуз. Общая протяженность его превышает 250 км при ширине 25–30 км. Западнее р. Тентек пробуренные скважины на глубинах 300–600 м вскрывают только миоцен-олигоценные отложения. Юрские и триасовые отложения выходят на поверхность

во взброшенных тектонических блоках на крайнем северо-западе (район Актогая) и крайнем юго-востоке (горы Катун) [2].

Сасыкколь-Алакольский горст околонурируется по геофизическим данным и выходам палеозоя на островах о. Алаколь и побережье о. Сасыкколь. Поскольку в этих местах отсутствуют даже третичные осадки, то можно полагать, что в плиоцене и начале антропогена площадь горста весьма интенсивно эродировалась.

Северо-Алакольский грабен расположен между блоками палеозоя Тарбагатай и Сасыкколь-Алакольским горстом.

На восточном фланге северный грабен переходит в Емельский грабен, соединяющий Алакольскую впадину с Предтарбагатайским прогибом, где известны триасовые и юрские угленосные толщи.

На северном и южном грабенах Алакольской впадины возможно присутствие слабо дислоцированных континенталь-

ных отложений перми, предположительно относимых к переходному или квази-платформенному структурному этажу. Уржарская моноклираль расположена на крайней периферийной части впадины с «постепенным» воздыманием поверхности фундамента к хр. Тарбагатай. Моноклираль занимает территорию севернее Сасыкколь-Алакольского горста и Северо-Алакольской грабен-синклинали.

На восточной части впадины в приграничной с КНР полосе, между горами Аркарлы и Арасантау, расположена Емельская грабен-синклираль, которая продолжается далее на восток на территории КНР. Ушаральский горст является приразломной структурой, парагенетически связанной с Южно-Алакольским приразломным грабеном. Горст прослеживается вдоль зоны Алаколь-Жетысуского сброса от гор Арганаты до долины р. Тастау.

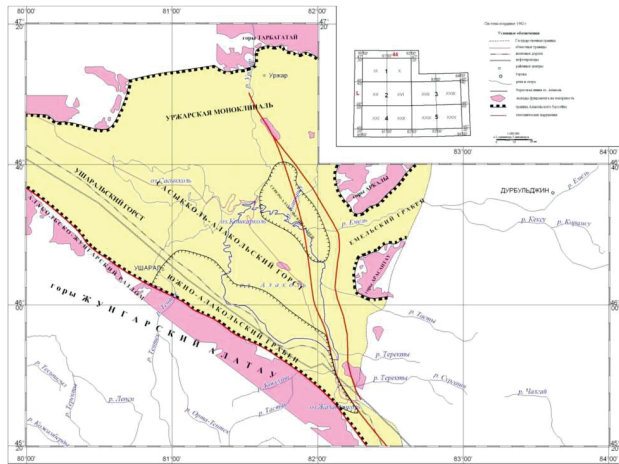


Рисунок 1. Структурно-обзорная карта Алакольской впадины

В разрезе Алакольской впадины широко распространены различные купольные поднятия, мелкие горсты и грабены. В геоморфологическом плане распространены оползни, своеобразные увалисто-грядово-гивистые и серповидно-грядово-гивистые и серповидно-грядово-оползневые формы рельефа. Не исключено, что все эти структуры и формы рельефа, возможно, обязаны своим происхождением грязевым вулканам.

О структурных особенностях осадочных комплексов Алакольской впадины можно судить по схемам поверхности фундамента и палеозоя, составленным на основе комплексной интерпретации сейсмических и гравиметрических материалов [2].

Наибольшей динамической выразительностью и протяженным прослеживанием характеризуется IV отражающий горизонт, приуроченный к кровле палеозойских отложений.

На большей части впадины кровля палеозойских отложений залегает на глубинах от десятков до первых сотен метров, в результате чего сейсмограммы характеризуются полным отсутствием отражений или наличием одного – двух отражений со значительным фоном кратных волн. В гравитационном поле четко выделяется обширный минимум, соответствующий Алакольской впадине, и интенсивная гравитационная ступень, трассирующая глубинный разлом на юго-западе впадины.

По поверхности фундамента Алакольская впадина представляет обширную асимметричную депрессию с крутым юго-западным и пологим северо-восточным бортами. Наибольшие глубины фундамента отмечаются вдоль её южного и юго-западного ограничения, где она по высокоамплитудному Северо-Джунгарскому разлому граничит с выходами палеозойских пород на дневную поверхность. Вблизи Северо-Джунгарского разлома фиксируется Южно-Алакольский и Южно-Сасыккольский прогибы с размерами соответственно 100 x 35 км и 60 x 20 км. Максимальные для всей впадины глубины поверхности фундамента в пределах 2,0–3,0 км до 4,0 км фиксируются в Южно-Алакольском прогибе (рис. 2).

К северо-востоку от приразломной зоны кровля фундамента под углом 10° воздымается в сторону Токрау-Баканаской зоны, и на расстоянии 40–50 км от Северо-Джунгарского разлома глубина залегания фундамента уменьшается до первых сотен метров. На фоне моноклинали в восточной части впадины выделяется Восточно-Алакольский прогиб. Структура кровли палеозойских отложений практически полностью наследует особенности структуры поверхности фундамента [4].

Сопоставление структурных схем поверхности складчатого фундамента и кровли палеозойских отложений показывает, что в наиболее глубоких прогибах в составе палеозойских отложений выделяется промежуточный структурный этаж, характеризующийся меньшими, в сравнении с фундаментом, плотностями и, видимо, меньшей дислоцированностью.

Мощность этого этажа достигает 0,7 км в Южно-Алакольском прогибе и до 1,2 км в Восточно-Алакольском. На основании геофизических данных можно предположить, что промежуточный этаж представлен терригенными породами.

Платформенный палеоген-неогеновый чехол субгоризонтально перекрывает отложения мезозоя, промежуточного структурного этажа и фундамента. Для него характерно затухание амплитуд складок вверх по разрезу от базовых палеозойских поверхностей.

В связи со слабой изученностью на нефтегазоносность осадочных комплексов Алакольской впадины можно судить с некоторой долей условности о перспективах их нефтегазоносности. Высокая интенсивность тектонического режима, повлиявшего на структурно-формационные комплексы, связана с горами и грабенами, что сказалось на литолого-палеогеографических условиях образования пород. Следовательно, масштабы нефтегенерационного потенциала их различны и определяются типом и концентрацией органического вещества. Масштаб проникновения моря и существовавшие озерно-болотные условия породообразования, повлиявшие на накопившиеся толщ геологического разреза с гумусовой органикой, свидетельствуют о перспективах их нефтегазоносности. Наиболее благоприятные условия для генерации углеводородов представляют формационные толщ мезозоя и кайнозоя, представленные триас-юрскими и палеоген-неогеновыми отложениями. Этот комплекс пород выделяется как потенциально перспективно-нефтегазоносный [5].

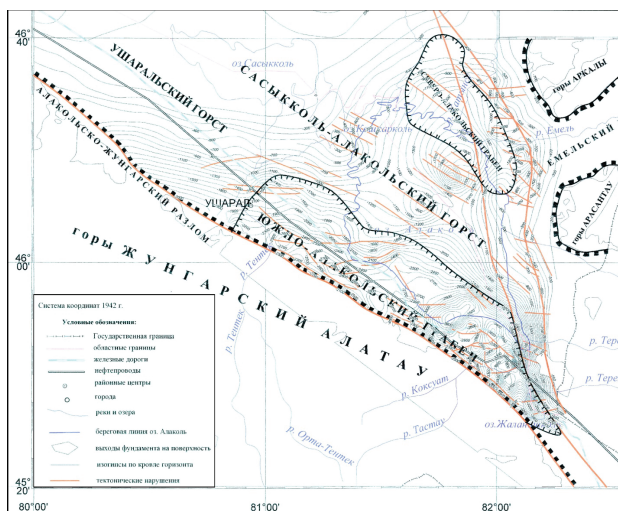


Рисунок 2. Алакольская впадина. Карта тектонического районирования

Выводы

Проведенный краткий анализ тектонической структуры Алакольской впадины позволяет предполагать надвиговое перекрытие современной горной системой нефтегазоматеринских толщ в древней Алакольской впадине, расширяет перспективную территорию для поисков нефти и газа. В пределах современной Алаколь-

ской впадины нефтегазоматеринские породы пермского и юрского возраста перекрыты двухкилометровой толщей рыхлых отложений кайнозоя, сформировавшихся в молодом кайнозойском грабене. Подошва надвига рассматривается в качестве флюидоупора. Предположительно в северной части Джунгарского хребта его глубина составляет 1–2 км, с погружением на юго-юго-запад, под главный хребет [5].

Список использованной литературы

1. «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» за 2009-2011 годы, Алакольский бассейн. – Алматы, 2012.
2. Ахмедсафин У.М. и др. Формирование подземного стока на территории Казахстана. – Алма-Ата, Наука, 1970, 147 с.
3. Карта Республики Казахстан. М 1: 1 500 000 – Алматы, РГКП «Картография», 2003.
4. Ахмедсафин У.М. Подземные воды Казахстана. – Очерки по физической географии Казахстана, Алма-Ата, 1952, с. 128–154.
4. Жолтаев Г.Ж., Оздоев С.М. Перспективы нефтегазоносности Алакольского осадочного бассейна. – Изв. НАН РК, Серия геологическая, 2010, №3, с. 122–127.

АЛАКӨЛ АЙМАҒЫНЫҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҒЫНЫҢ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫНА БАЙЛАНЫСТЫ ОНЫҢ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ- ТЕКТОНИКАЛЫҚ ДАМУЫНЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

М.Е. Санатбеков

Бұл мақалада Алакөл ойпатының тектоникалық құрылымына қысқаша талдау жасалды, бұл ежелгі Алакөл ойпатындағы мұнай мен газ көздері қалыңдықтарының қазіргі тау-кен жүйесімен жылжуын болжауға мүмкіндік береді, мұнай мен газды іздеудің перспективалық аумағын кеңейтеді. Алакөл ойпатының тектоникалық құрылымы сейсмикалық деректер бойынша құрылған палеозой бетінің картасы негізінде сипатталады. Алакөл ойпатының шөгінді кешендерінің нашар зерттелуіне байланысты олардың мұнай-газдылығының перспективалары туралы қандай-да бір шартты пікірлер айтуға болады. Құрылымдық-формациялық кешендерге әсер еткен тектоникалық режимнің жоғары қарқындылығы бірнеше горст пен грабендерге байланысты, ол тау жыныстарының пайда болуының литологиялық-палеогеографиялық жағдайларына әсер етті.

Сондықтан олардың мұнайгенерациялық әлеуетінің ауқымы әртүрлі және органикалық заттардың түрі мен концентрациясымен анықталады. Теңіздің ену ауқымы және гумусты органикалық заттары бар геологиялық қиманың жинақталған қалыңдығына әсер еткен жыныстардың пайда болуының қолданыстағы келді-батпақты жағдайлары олардың мұнай-газдылығының перспективаларын көрсетеді.

Түйінді сөздер: тектоника, ойпат, майысу, кен орны, горст-грабен, моноклиналь, мұнайгаздылық, шөгінділер, көмірсутек, мұнай.

FEATURES OF THE STRUCTURAL AND TECTONIC DEVELOPMENT OF THE ALAKOL REGION IN CONNECTION WITH THE PROSPECT OF ITS OIL AND GAS POTENTIAL

M.E. Sanatbekov

The article provides a brief analysis of the tectonic structure of the Alakol depression, which suggests a thrust overlap of oil and gas source strata in the ancient Alakol depression by the modern mountain system and expands the promising area for oil and gas exploration. The tectonic structure of the Alakol depression is characterized based on the Paleozoic surface map

compiled from seismic data. Due to the poor knowledge of the oil and gas potential of sedimentary complexes of the Alakol depression, one can judge with some degree of conditionality about the prospects of their oil and gas potential. The high intensity of the tectonic regime that affected the structural and formation complexes is associated with horsts and grabens, which affected the lithological and paleogeographic conditions of rock formation.

Therefore, the scale of their oil potential is different and is determined by the type and concentration of organic matter. The scale of sea penetration and the existing lake-bog conditions of rock formation influencing the accumulated strata of the geological section with humic organic matter testifies to their prospects of oil and gas potential.

Key words: tectonics, depression, deflection, field, horst-graben, monocline, oil and gas potential, deposits, hydrocarbon, oil.

Информация об авторе

Санатбеков Мирас Есенұлы – докторант 2 курса, кафедра «Геологии нефти и газа», Satpayev University, miras.sanatbekov@mail.ru.
Satpayev University, г. Алматы, Казахстан

УДК 553.98(262.81) : 550.834.05

РОЛЬ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И ЕЁ ВЛИЯНИЕ НА ГЕОЛОГИЮ И РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.М. Даутов

В данной работе представлено краткое исследование роли сейсмической изученности и её влияния на геологическое строение месторождений и естественное обновление запасов углеводородов в пределах Прикаспийского, Устюрт-Бузачинского и Мангышлакского бассейнов. В основу приведенных исследований положена концепция изучения месторождений углеводородов по типу иностранными компаниями, основанная на структурной и динамической интерпретации сейсмического материала, на примере казахстанских месторождений. Характерными показателями концепции являются выделение обстановки осадконакопления и начала прогнозирования их распространения в областях отсутствия скважинных данных с целью выделения седиментационных тел, наличия зон накопления, а также современных миграционных каналов. Убедительным доказательством важности изучения сейсмического материала при помощи динамической интерпретации месторождений нефти и газа в Прикаспийской впадине являлись выполненные ранее анализы сейсмического материала. Расчеты и доказательства, экспериментальные исследования позволили на основе созданной концептуальной модели строения залежей углеводородов обосновать перспективы нефтегазоносности и целесообразность ведения геологоразведочных работ в пределах этих областей.

Ключевые слова: углеводороды, динамическая интерпретация, концепция осадконакопления, прогнозирование, геологоразведка.

Разработка нефтегазового месторождения является завершающим этапом многолетней работы групп специалистов различных направлений. Это сложный, длительный процесс, включающий в себя ряд неопределенностей различного характера – от глобальных, таких как оценка потенциала месторождения, до локальных, учитывающих особенности геологического строения месторождения: изменения структурных планов, геологические неоднородности целевых интервалов. Ликвидность месторождения определена с учетом всех ранее понесенных затрат на этапах изучения и обустройства месторождения и во многом зависит от успешности разработки. Успешность разработки, в свою очередь, предопределяет целый комплекс мероприятий по «оцифровке месторождения». «Оцифровка месторождения» – это создание серии моделей, призванных учесть вариативность различных параметров: от концептуальной геолого-тектонической модели, объясняющей основные законы седиментации месторождения, до гидродинамической модели, предсказывающей динамику изменения свойств коллектора, его насыщение, а также геомеханической модели, учитывающей механические свойства среды. Практически в каждом из перечисленных этапов, кроме сугубо экономических,

большая роль отводится данным сейсморазведки. 3D объемная сейсморазведка востребована в настоящее время, в том числе и потому, что условно «простые» месторождения структурного типа были выявлены и разработаны. Месторождения с ловушками литологического типа, залегающие на больших глубинах, с коллекторами труднопрогнозируемой геометрии успешно разрабатывать возможно только с учетом результатов интерпретации 3D сейсмической информации. Сейсмические данные используются на всех стадиях геологоразведочных работ, а также на стадии разработки месторождений, являясь основой для объединения разномасштабных данных других методов.

Прикаспийский, Устюрт-Бузачинский и Мангышлакский бассейны в совокупности характеризуются сложным геологическим строением и значительным нефтегазовым потенциалом. В связи с определяющим значением процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (далее – УВ) в формировании залежей нефти и газа одним из инструментов разработки является выделение и анализ углеводородных систем месторождения. При рассмотрении залежи УВ как природного образования в качестве объекта системы [1], контролирующего закономерности размещения скоплений УВ, концепция углеводородной

системы формализует условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зависимости от определенных геологических условий. Ключевыми элементами системы являются зоны генерации УВ, пути и условия миграции, условия осадконакопления.

Геологическое строение и нефтегазоносность

В Прикаспийском, Устюрт-Бузачинском и Мангышлакском бассейнах сосредоточено большинство промышленных месторождений нефти и газа, выявленных на территории Казахстана. Современные данные по выявлению новых месторождений в этих бассейнах говорят о дополнительных, неисчерпанных перспективах нефтегазоносности этих бассейнов и дальнейшем их доизучении всеми доступными высокотехнологичными инструментами [2, 7]. Примером является акватория Каспийского моря, прилегающая к районам Мангышлака, полуострова Бузачи и Прикаспия, где выявлены месторождения Кашаган, Кайран, Актоты, Каламкас-море.

Наиболее крупные и доступные структуры изучены уже на первых этапах освоения этих бассейнов, поэтому почти все наиболее крупные нефтяные месторождения на территории Казахстана либо практически подходят к стадии выработки, либо выработаны и обводнены. На сегодняшний день преобладают поиски более сложных резервуаров, неантиклинальных ловушек, представляющих собой рифовые тела, палеоруслы рек и бары, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные и/или комбинированные.

До настоящего времени не существует единого мнения о стратиграфическом диапазоне, литологическом составе осадочного чехла Прикаспийской впадины, что связано с отсутствием данных в ряде бортовых зон и полным отсутствием данных бурения в центральной её части. Если следовать мнению большинства исследователей, додевонская часть в центральной части впадины может достигать толщины 8–10 км, и, конечно, с точки зрения нефтегазоносности эта часть разреза выпадает, т.к. на таких больших глубинах возникают проблемы сохранения фильтрационно-емкостных характеристик (далее – ФЕС) возможных резервуаров и сохранения скопления УВ [4]. Конечно, при решении задач прогноза нефтегазоносности важнейшее значение имеет девонско–раннепермский (докунгурский) мегакомплекс, с которым связаны практически все большие откры-

тия месторождений. Немаловажное значение имеет доизучение соленосной толщи, являющейся флюидоупором для подсолевых продуктивных отложений и имеющей структурообразующее значение для надсолевых продуктивных отложений. В Прикаспийской впадине соленосная толща кунгура оказалась существенно дислоцированной. Это нашло отражение в развитии субпараллельных борту впадин протяженных соляных гряд. В расположенных между ними прогибах толщина соли резко сокращена или совсем отсутствует [6]. Все известные залежи и нефтегазопоявления присутствуют в зоне выклинивания соленосной толщи (характерно для Западного и Южного борта). Ввиду этого подсолевые комплексы являются основным источником УВ для надсолевого комплекса, и все залежи нефти и газа — это следствие миграции флюидов из подсолевых отложений (дифференциация углеводородной системы). Следы УВ в соленосных отложениях носят вторичный характер и свидетельствуют о вертикальной миграции флюидов. Указанные явления служат дополнительным обоснованием существования залежей нефти и газа в подсолевых отложениях.

Перспективы поисков месторождений нефти и газа на больших глубинах сохраняются, но их разведка нуждается в специальных технических средствах и сопровождается повышенным риском. Очевидно, что все новые объекты сложны для обнаружения: для них важно обоснование выбора и подготовка к глубокому бурению на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации. Как показывает практика, в освоённых нефтегазодобывающих регионах большие глубины также достаточно эффективны для разведки.

Анализ углеводородной системы

Закономерности размещения УВ в Прикаспийском, Устюрт-Бузачинском и Мангышлакском бассейнах достаточно сложны ввиду того, что сейсмическая информация не всегда пригодна для интерпретации. Анализ углеводородной системы позволяет определить условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зависимости от конкретных геологических условий.

В целом углеводородная система характеризуется зонами генерации углеводородов, связанными с вертикальной и латеральной миграцией УВ, с аккумуляцией их в резервуарах, экранированных региональными и локальными ловушками [2].

На примере Прикаспийской впадины в подсолевых отложениях распределен большой объем осадочных пород преимущественно морского генезиса [3]. В бортовых зонах впадины установлено широкое развитие относительно глубоководной кремнисто-карбонатно-глинистой толщи позднедевонского возраста. Подобные формации в большинстве регионов мира имеют весьма высокое содержание рассеянного органического вещества и отличаются генерированием значительного количества УВ (область больших глубин характеризуется термобарическими условиями мезо- и апокатагенеза).

Глубина, тектоническая нарушенность, степень уплотнения пород и катагенеза органического вещества, распространение региональных и локальных покровышек, термодинамические условия определяли особенности процессов латеральной и вертикальной миграции УВ [5]. Вертикальная миграция УВ из глубоких частей нефтегазоносного бассейна способствовала тому, что значительное количество нефти и газа аккумулировалось в верхних частях разреза (до неогена включительно). Большая масса мигрирующих вверх УВ является одной из очевидных причин снижения общих и удельных ресурсов на больших глубинах, поэтому требования к изолирующим свойствам покровышек разного ранга, особенно к покровышкам регионального значения, резко возрастают. Только соли и мощные слои слаболитифицированных глин регионального распространения способны удержать значительные количества УВ в зоне больших глубин.

Одним из основных условий наличия залежи УВ является высокочемкий и высокопроницаемый резервуар. В условиях глубокого залегания скоплений УВ (более 4 км) к перспективным поисковым объектам относятся крупные резервуары массивного типа, способные обеспечить высокую плотность концентрации УВ и высокие дебиты продуктивных скважин. Улучшение коллекторских свойств может быть обусловлено как наличием трещиноватости вследствие разломной тектоники, так и рифовым генезисом. На фоне ступенчатого погружения фундамента и осадочного чехла от бортового уступа во внутреннюю часть впадины прогноз региональных систем разрывных нарушений является одним из приоритетных направлений исследований [4]. Более надежный фактор формирования перспективного резервуара связан с рифовыми

постройками. Породы рифового генезиса, широко распространенные в платформенном обрамлении впадины, имеют проблематичные возможности распространения в западной части Прикаспийской впадины. Определение же направлений рифовых трендов имеет важнейшее значение для определения направлений геологоразведочных работ на этих объектах.

Роль сейсмической изученности

Необходимость проведения объемной 3D сейсмике при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений в настоящее время мало у кого вызывает сомнения. Применение же постоянно действующего СГ-мониторинга (анализ и переинтерпретация сейсмических материалов с учетом данных по скважинам эксплуатационного бурения для отдельных участков месторождения) пока находится на этапе внедрения.

Составить представление о строении залежей литологического типа, опираясь только на скважинные данные, даже при наличии представительного фонда скважин весьма проблематично. Проблема кроется в многовариантности корреляции межскважинного пространства, сформированного телами разнообразной морфологии (долины и дельты рек, пляжи, бары, оползни и т.п.). Сейсмические данные в формате 3D обеспечивают существенный прирост информации по изучаемой площади, что позволяет превентивно минимизировать возможные геологические риски, повысить успешность бурения на залежах со сложным геологическим строением.

Проиллюстрируем вышесказанное двумя примерами использования сейсмогеологического материала при сопровождении и мониторинге различных направлений: какое влияние может оказывать его наличие или отсутствие, а также кондиционность данных сейсморазведки. Ранее на основе анализа геолого-геофизических данных, геохимических, гидродинамических процессов был проведен анализ на примере месторождений X и Y.

На первом примере месторождения X по материалам 2D съемки, выполненной на части площади лицензионного участка, выявлена структурно-литологическая ловушка, успешно подтвержденная последующим бурением. Проектный фонд реализован, последующее бурение было связано с выходом на краевые участки и сопряжено с высокими геологическими рисками. Для локализации запасов и приня-

тия решения о вовлечении их в разработку требовалась дополнительная геологическая информация.

Для дальнейшего изучения строения месторождения была выполнена сейсмическая съемка в модификации 3D высокоразрешающей сейсморазведки (далее – ВРС) в 2019 г. с увеличением площади исследований. Результаты интерпретации показали, что структурно-литологическая ловушка ранее изученной площади четко разделилась на частично структурную и литологическую. Ранее на месторождении при отсутствии данных ВРС понимание фациального строения строилось на данных скважин, где основным ограничением данного подхода являлось отсутствие понимания строения в межскважинной области, т.е. произошло уточнение структурного-тектонического фактора, а литологическое образование развернулось в новом для геологов представлении. Без материалов 3D сейсмики, позволяющих получать площадные распределения ди-

намических атрибутов в интервале изучаемого пласта и выйти на прогноз геологических границ отдельных тел, вероятность продолжения бурения по структуре, но не в залежь, была достаточно высока.

Качество сейсмических данных до появления ВРС на месторождении X не позволяло выделять обстановки осадконакопления, но с появлением данных ВРС появилась возможность проследить контуры обстановок осадконакопления за пределы областей скважин, проверить обстановки осадконакопления, ранее выделенные по данным геофизических исследований, и начать практический прогноз их распространения в областях отсутствия скважинных данных. Для выделения седиментационных тел (рис. 1) был рассчитан ряд сейсмических атрибутов, из которых наиболее прикладными являются атрибуты формы сигнала, который позволил оконтурить и извлечь в виде карт основные опорные горизонты.

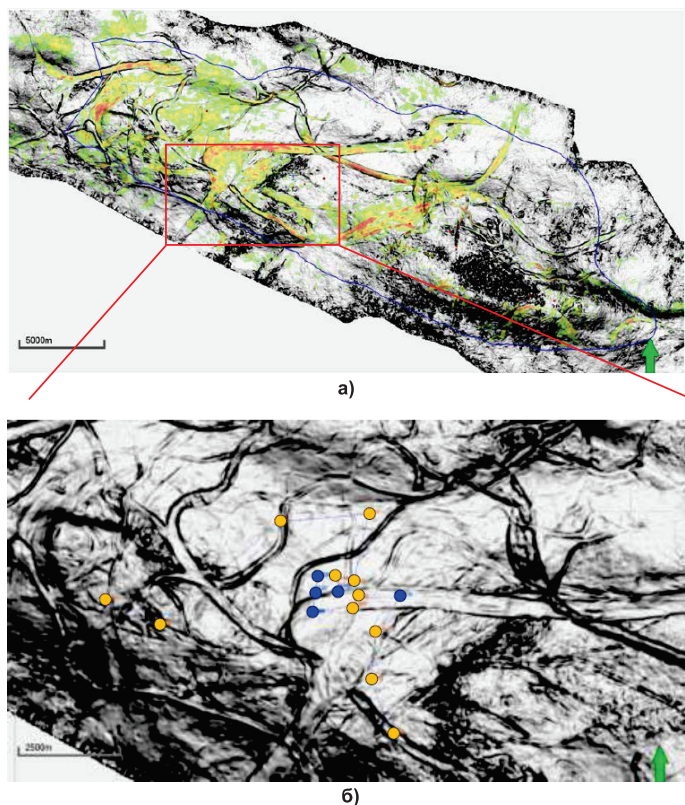


Рисунок 1. а) атрибут когерентность, совмещенный с интенсивностью отражений, для горизонта по примеру месторождения №1; б) атрибут когерентность, синий цвет – скважины, использованные для обучения, оранжевый цвет – скважины, на которых произведена интерпретация

Расширенный атрибутный анализ материалов 3D сейсмоки позволил выделить достаточно уверенные зоны аномалий сейсмической записи в интервале изучаемого пласта, соотносимые с распределением коллектора. С привлечением электрофациального анализа и описания керна была построена концептуальная

модель месторождения и определены ближайшие перспективы разработки (рис. 1 и 2), где при помощи комплексного анализа данных геологии, геофизики и разработки выявлены области, не вовлеченные в разработку, т.е. области, которые не рассматривались как потенциальные зоны для планирования проектных скважин.

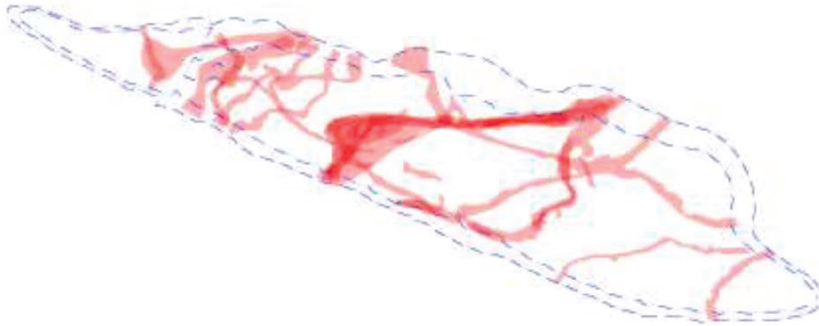


Рисунок 2. Карта оцифрованных контуров электрофаций высоких ФЭС (старая интерпретация)

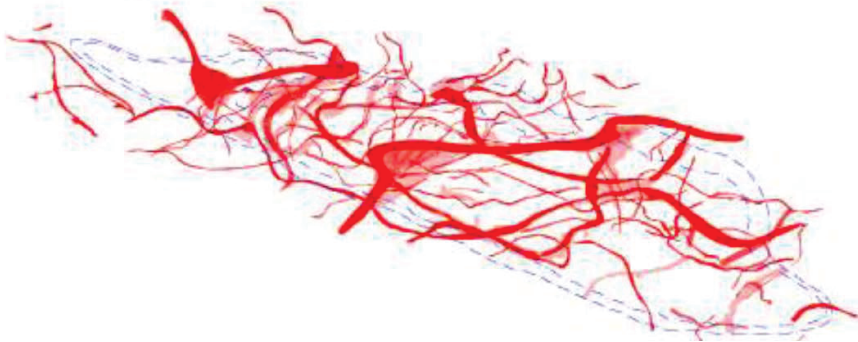


Рисунок 3. Карта оцифрованных контуров электрофаций высоких ФЭС (новая интерпретация)

Эксплуатационное бурение является не только этапом добычи разведанных запасов, но и этапом, обеспечивающим прирост дополнительной информации. Интегрированные в ранее созданную латеральную (площадную) модель, новые точечные данные приводят к оптимизации параметров месторождения и минимизации различных рисков разработки.

В дальнейшем контуры обстановок осадконакопления могут быть использованы для уточнения геологического строения в краевых зонах путем реализации программы доизучения, бурения новых скважин, испытания старых скважин, переинтерпретации результатов интерпретации геофизических исследований и использования новой ВРС для обновления геологической модели.

В рассмотренном примере показано,

как комплексный анализ внутреннего строения сейсмической аномалии, аналога выявленных геологических тел во временной области, и данных разведочной скважины позволил оптимизировать планирование ковра бурения данной залежи. На основе карты эффективных толщин, построенной по данным сейсмических атрибутов, принято решение начать бурение в краевые зоны на зрелом месторождении с высокой выработкой запасов, благодаря сейсмогеологическому анализу и реализации программы геологоразведочных работ.

В качестве второго примера рассмотрим месторождение Y, осложненное соляной тектоникой. На основе материалов ранее выполненных работ по изучению пласта получены первоначальные структурные карты продуктивных горизонтов с границей примыкающего к нему соляного

купола. Анализируя первый материал, сразу было понятно, что месторождение имеет сложное строение. Волновая картина в интервале продуктивных пластов представлена интерференцией фаз с увеличенными значениями амплитуд. До переобработки качество сейсмического материала

не позволяло выделить на качественном уровне продуктивные горизонты и границы примыкающего к ним соляного купола, но после переобработки стало возможно прослеживание на уровне продуктивных горизонтов, а также оконтуривание границы соляного купола.

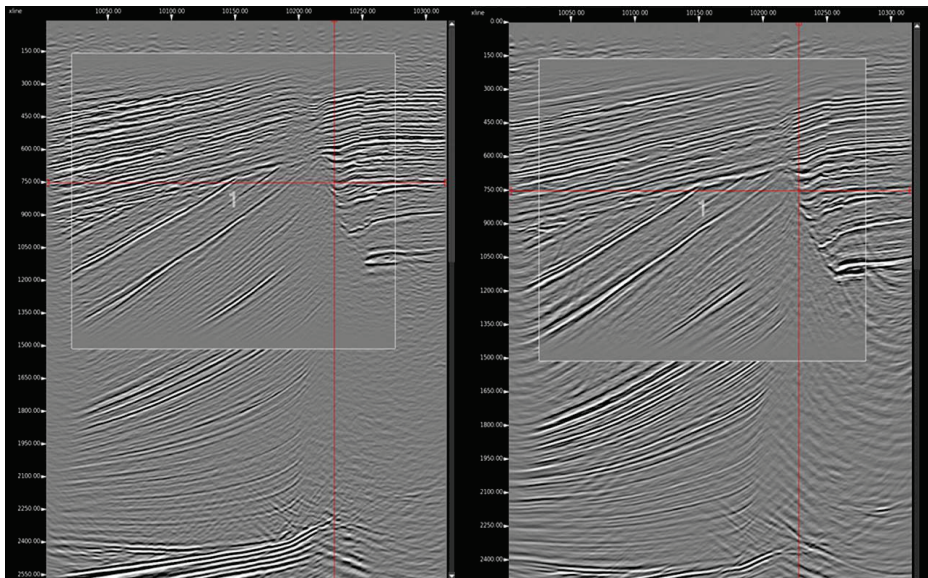


Рисунок 4. Инлайн 2150. Амплитудный спектр, обработка 2008 г. и 2018 г.

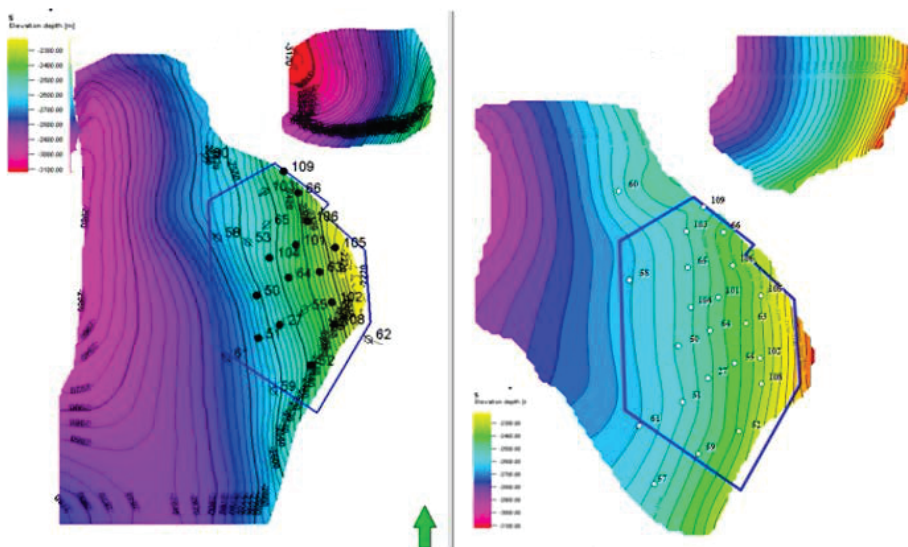


Рисунок 5. Сравнительная картина структурных карт по кровле горизонта А

Карта сейсмических атрибутов для данного пласта по результатам 3D съёмки позволила выделить и оконтурить аномальные зоны солей. Для продвижения бурения возникла необходимость уточнения границ продуктивных горизонтов и линии границы соляного купола. Задача поставлена в связи со вскрытием достаточно стабильных эффективных толщин, отличавшихся от предполагаемых толщин и в близком расстоянии к предполагаемой границе соляного купола, что полагало возможным уточнение структурного плана и пересмотр линии границы соляного купола (рис. 5 и 6). Объектная обработка и переинтерпретация с учетом данных массива новых скважин на дату анализа позволила

уточнить структурный план и границу аномальной зоны. Для данного пласта, являющегося одним из серии пластов, сформированных условно «клиноформным» строением, проблема идентификации пролицируемых пропластков в стратиграфической толще является достаточно острой. Подходы для объектно-ориентированной интерпретации, описанные ранее, позволили получить значительно более детальные карты сейсмических атрибутов (рис. 6). «Новая» (уточненная) амплитудная аномалия только подтвердила ожидаемые изменения в строении месторождения. Изменение значений вскрытых эффективных нефтенасыщенных толщин при дальнейшем бурении соответствовало тренду изменения интенсивности аномалии.

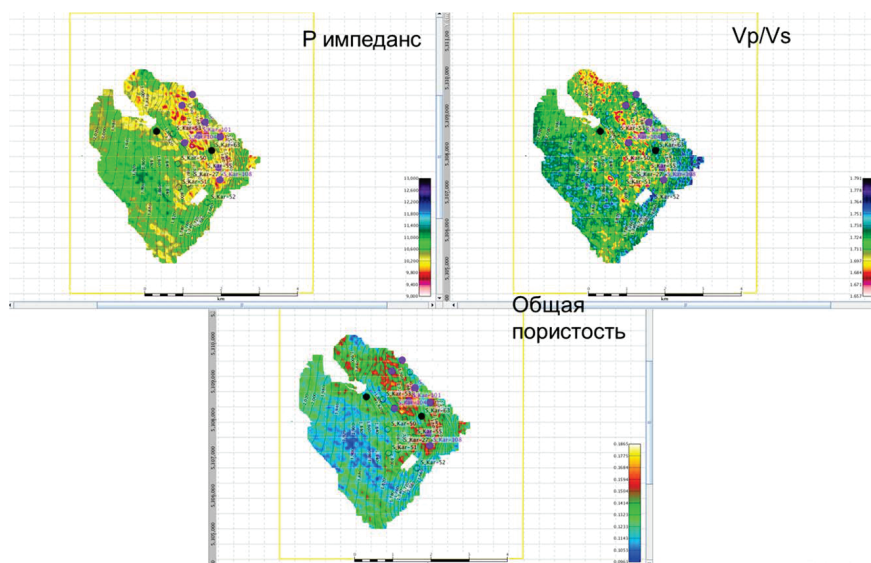


Рисунок 6. Распределение рассчитанных параметров

Градиент изменения эффективных нефтенасыщенных толщин в точках скважин по направлению к контуру залежи позволил «поверить» картам сейсмического атрибута по рассчитанным параметрам, что привело к корректировке дополнительного разбуривания участков.

Отмечу также, что такой вид работ позволит провести сейсмостратиграфический анализ, который является методом изучения строения земной коры и прежде всего осадочных и осадочно-вулканогенных бассейнов. Сейсмостратиграфия, наряду с другими методами, является главным инструментом геологического анализа при поиске, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа. На основе сейсмостратиграфии была разработана

методика определения относительных колебаний уровня моря, к циклам которых приурочены определенные толщи горных пород, которые названы секвенсами. Секвенс-стратиграфия рассматривается как направление независимой стратиграфической корреляции, в которой по кривым уровня моря можно расчленить осадочные и осадочно-вулканогенные чехлы плохо изученных бассейнов. В практическом плане секвенс-стратиграфия может прогнозировать распространение коллекторов, покрышек и малоперспективные разрезы [9].

Многие зарубежные исследователи [11, 12, 13] при анализе сейсмических материалов важным пунктом выделяют секвенс-стратиграфические исследования временных разрезов, анализ которых

позволял бы получить дополнительную информацию в раскрытии генезиса тектонических структур, фаций, неструктурных ловушек и других параметров, извлекаемых из временных сейсмических разрезов.

Примеров успешного комплексирования данных о среде, полученных при проведении эксплуатационного бурения, с имеющимися или новыми данными сейсмических исследований, наработано достаточно много. Каждый из случаев взаимодополнения информации, приводящий к расширению наших представлений об изучаемой толще в целом и о каждом объекте в отдельности, позволяет лучше понять природу изучаемых явлений и на основании новых знаний минимизировать экономические риски разработки месторождения.

Ряд примеров успешного мультидисциплинарного взаимодействия при изучении объектов на базе детальных данных сейсмической интерпретации порождает завышенные ожидания и уверенность в «могуществе» сейсмоданных.

Сразу стоит отметить, что ловушки литологического типа с плохо прогнозируемой геометрией тел можно изучать только в 3D варианте данных. Но и при наличии материалов 3D съемки однозначных прогнозов от сейсмических данных ждать не следует. Никакая тщательность интерпретационных подходов не может преодолеть геологические (природные) факторы – то, что принято называть разрешенностью сейсморазведки и физическими ограничениями метода, – не позволяющие получить контрастные атрибуты в интервале пласта-коллектора. К таким факторам прежде всего относится малая мощность (общие толщины) перспективного интервала, когда толщины однородных по акустической жесткости слоев (максимум первые метры) несопоставимы с длиной сейсмических волн и максимальной вертикальной разрешающей способностью сейсморазведки, большая расчлененность коллектора в разрезе пласта, неконтрастность коллектора и вмещающих пород.

В ходе анализа исследуемых месторождений можно сделать вывод, что проведение сейсмических работ в ранние периоды месторождения могло существенно повлиять на представление о месторождении, в ходе которого можно было выбрать оптимальный вариант разработки и технологию добычи, тем самым увеличить добычу и избежать текущих проблем, а также существенно снизить затраты и улучшить экономические показатели месторождения

Основной целью этих работ было показать, насколько наличие и качество сейсмического материала может повлиять на геологическое представление месторождения, разработку, технологию добычи и на остальные не менее важные факторы.

Перспективы нефтегазоносности

Большинство наиболее крупных и высокодебитных месторождений находятся в завершающей стадии разработки или уже подходят к ней. Текущие запасы нефти сокращаются, ухудшается их структура. В настоящее время более 50% текущих промышленных запасов нефти являются трудноизвлекаемыми по таким причинам, как нефть в низкопроницаемых коллекторах, в подгазовых залежах, тяжелая нефть и т.п. В целом же сырьевая база далеко не исчерпала своих возможностей. Она содержит достаточно ресурсов нефти и газа, которые при соответствующем развитии геологоразведочных работ могут быть открыты и затем освоены с высокой эффективностью при условии сейсмической изученности.

Большая часть ресурсов нефти и газа в Прикаспийской впадине приходится на подсолевой комплекс, главным образом, на отложения девонского, каменноугольного и раннепермского (докунгурского) возраста. Следует ожидать открытия мелких месторождений нефти и газа как средних, так и крупных [2, 7].

Перспективы прироста запасов УВ в Устюрт-Бузачинском и Мангышлакском бассейнах могут значительно возрасти путем изучения их сейсмическими работами в зонах распространения, потенциальных для открытия.

Необходимо учитывать, что рассмотренные области — это старый нефтегазодобывающий регион с истощенными запасами, падающей добычей и одновременно развитой инфраструктурой, поэтому открытие даже мелких по запасам залежей/месторождений или изучение и оптимизация текущих представляется уже вполне оптимальным результатом.

Разведка больших глубин также связана со значительными и специфическими трудностями. Стоимость оценки ресурсной базы увеличивается как за счет стоимости бурения поисковых скважин, так и за счет увеличения риска при оценке геологической информации. В этих условиях надежность выбранных объектов становится решающим фактором, который может значительно уменьшиться условиями проведения полевых сейсмических работ.

Закключение

В освоенных нефтегазодобывающих регионах залежи нефти и газа представляют собой существенный резерв ресурсов УВ и достаточно эффективны для разведки. Сырьевая база запада Прикаспийской впадины содержит значительные ресурсы нефти и газа, которые могут быть открыты и затем освоены с высокой эффективностью при соответствующем развитии геологоразведочных работ. В Устюрт-Бузачинском и Мангышлакском бассейнах

присутствует возможность доразведки существующей ресурсной базы. Прогноз добычи нефти и газа в рассматриваемом регионе должен базироваться преимущественно на освоении мелких месторождений, что создаст надежную базу для объективного планирования его развития. Целью поисково-разведочных работ должны быть неантиклинальные ловушки, мелкие месторождения, разработка которых, учитывая их благоприятное расположение относительно производственной инфраструктуры, должна быть рентабельной.

Список использованной литературы

1. Вассоевич Н.Б., Тимофеев П.П. Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. – Москва, 1983, 300 с.
2. Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж., Утегалиев С. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Каспия. – Астана, 2005, 194 с.
3. Глумов Н.Ф., Маловнуший Я.П. и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря – Москва, Недра, 2004, 342 с.
4. Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана – Москва, 1992, 51 с.
5. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах – Москва, Недра, 1983, 222 с.
6. Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция – Москва, «Научный мир», 2004, 526 с.
7. Андреев Г.Н. Предложения по реализации поиска крупных скоплений нефти и газа в подсолевых отложениях западной части Прикаспийской впадины – Сб. статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, вып. №69, 2010, с. 271–274.
8. Разяпов Г.И. Сейсморазведка – Томск, Изд. Томского Политехнического Университета, 2012, 309 с.
9. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Био- и секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов - II Междунар. Симп. ВНИГРИ, СПб., 1997, 104 с.
10. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems –Journal of Earth Sciences, Alberta, Vol. 35, 2002, p. 1–43.
11. Miall A.D. Sequence stratigraphy as a scientific as an enterprise –Earth-Science Reviews, Toronto, Vol. 54, 2001, p. 321–348.
12. Sahagian D.L. Application of high-resolution sequence stratigraphy and a Quantified Eustatic Curve to Mid-Upper Jurassic productive units of the Nyurolskaya Depression, West Siberia, Russia – Dallas, AAGP Annual Meeting, 1997, p. 100.

СЕЙСМИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕРДІҢ РӨЛІ ЖӘНЕ ОНЫҢ ГЕОЛОГИЯСЫ МЕН КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУГЕ ӘСЕРІ

А.М. Даутов

Бұл жұмыста Каспий маңы, Үстірт-Бозашы және Маңғыстау алаптары аумағында сейсмикалық зерделеудің рөлі, оның кенорындарының геологиялық құрылысына әсері мен көмірсутек қорларын табиғи толықтыру туралы қысқаша зерттеулер ұсынылған. Келтірілген зерттеулердің негізіне Қазақстан аумағындағы кен орындары мысалға алынып, сейсмикалық материалды құрылымдық және динамикалық пайымдауға негізделген шетелдік компаниялардың көмірсутегі кен орындарының түрлеріне байланысты зерттеу тұжырымдамасы жасақталған. Тұжырымдаманың сипаттамалық көрсеткіштері шөгінді тау-жыныстарының қалыптасуы және де ұңғыма бойынша деректердің болмауына қарамастан, сол аймақтарда седиментациялық денелердің

қалыптасу жағдайы мен миграциялық арналарды болжау болып табылады. Каспий маңы ойпатындағы мұнай және газ кенорындарын динамикалық пайымдаудың маңыздылығы ретінде бұрын жасалған сейсмикалық талдаулар болып табылады. Есептеулер мен дәлелдер, эксперименттік зерттеулер, көмірсутек кенорындары құрылымының тұжырымдамалық моделі, мұнай-газ әлеуеті мен осы салаларда геологиялық барлау жұмыстарын жүргізуді негіздеуге мүмкіндік берді.

Түйінді сөздер: көмірсутектер, динамикалық пайымдау, шөгінді тұжырымдамасы, болжау, геологиялық барлау.

THE ROLE OF SEISMIC EXPLORATION AND ITS IMPACT ON GEOLOGY AND FIELD DEVELOPMENT

A.M. Dautov

This paper presents a brief study of the presence and study of seismic material to study the geological structure of deposits and the natural state of hydrocarbon reserves within the Caspian, Ustyurt-Bachinsky and Mangyshlak basin. The research is based on the concept of studying hydrocarbon deposits by type by foreign companies, based on the structural and dynamic interpretation of seismic material on the example of Kazakhstan fields. Characteristic indicators of the concept are the selection of sedimentation conditions and the beginning of forecasting their distribution in areas where there is no well data, for the selection of sedimentation bodies, the presence of accumulation zones, as well as modern migration channels. The importance of studying seismic material with the help of dynamic interpretation of oil and gas fields in the Caspian basin was clearly demonstrated by earlier analyses of seismic material. Calculations, proofs, and experimental studies made it possible, based on the created conceptual model of the structure of hydrocarbon deposits, to justify the prospects for oil and gas potential and the feasibility of conducting geological exploration within these areas.

Key words: hydrocarbons, dynamic interpretation, sedimentation concept, forecasting, exploration.

Информация об авторе

Даутов Аманжан Муратович – эксперт, dautov.a@lpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

УДК 553.98

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ДОЮРСКОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ-КАРАМАНДЫБАС

К.К. Манкенов

Вопросы о перспективности нефтегазоносности палеозойских отложений Мангышлакского осадочного бассейна до настоящего времени остаются открытыми, несмотря на длительную историю изучения и большие объемы выполненных исследований. В первую очередь это связано с несовершенством применявшихся ранее поисковых и разведочных технологий и достаточностью выявленных запасов открытых месторождений в мезозойской части разреза. При текущей ситуации естественного истощения запасов в мезозойских отложениях есть необходимость постановки поисково-разведочных работ на глубокозалегающие горизонты палеозоя.

В статье приводятся общие сведения об изученности региона, а также на основании доказанных фактов нефтегазоносности отдельных площадей и полученных последних результатов бурения поднимается вопрос о нефтегазовом потенциале доюрских отложений.

Ключевые слова: доюрские отложения, углеводородный потенциал, вертикальная миграция, эффективность нефтепоисковых работ.

Несмотря на длительную историю и большие объемы выполненных на Южном Мангышлаке и, в частности, на месторождении Узень геолого-геофизических исследований, геологическое строение доюрского комплекса и развитие территории в тектоническую эпоху его формирования остались слабо изученными. Это снижает эффективность нефтепоисковых работ, затрудняет выбор поисковых объектов и приводит к недостаточно обоснованной оценке перспектив нефтегазоносности стратиграфических подразделений.

В 1952–1965 гг. были получены первые сведения о строении доюрского комплекса Южного Мангышлака при выполнении средне- и мелкомасштабных грави- и аэромагнитных съемок, которые были дополнены рекогносцировочными маршрутными исследованиями методом корреляционных преломленных волн и методом отраженных волн. На основании этих материалов Б.Ф. Дьяковым, Н.Н. Черепановым, В.А. Лапшовым, А.Б. Коганом, И.М. Пасуманским, А.И. Димаковым, Н.В. Неволиным и др. составлены структурные схемы строения предъюрской поверхности размыва, проведено первое тектоническое районирование территории и были наме-

чены зоны с различной степенью дислоцированности доюрских образований.

Структуры пермо-триасового комплекса Скифско-Туранской плиты сформировались за счёт тектонических процессов растяжения на этапе зарождения пермо-триасовых бассейнов и сжатия – на завершающем этапе их закрытия. На рубеже триасовой и юрской эпох и, возможно, в начале юры произошла перестройка структурного плана. Господствующие в триасе напряжения растяжения сменяются тектоническими процессами сжатия в результате столкновения с Закавказским, Иранским и Памирским микроконтинентами. Сжатие привело к интенсивному складкообразованию в области Южно-Бозашинского и Центрально-Мангышлакского палеорифтов, инверсии последнего и частичному размыву триасовых отложений [1]. Таким образом, верхнепермско-триасовое время характеризовалось разнообразием палеотектонических и связанных с ними палеогеографических обстановок осадконакопления: смена континентальной седиментации, существовавшая в поздней перми – раннем триасе, на морскую – поздний оленёк и средний триас, и вновь на смешанные – в позднем триасе (рис. 1–2).

Система	Отдел	Тектонические этапы	Палеогеографические обстановки в момент седиментации	Еустат. кривая
Четверт	Четвертич.	Орогенез Столиновлеия Индийского и Арабского континента с Евразийской сводовой податия, сдвиговые разломы, эрозия	Континентальные аллювиально-озерные, прибрежно-морские	Суча
	Плиоцен			
Неогеновая	Миоцен	Закрытие океана Неотетиса (нолизия)	Прибрежно морское мелководье внутреннего шельфа	
	Олигоцен		Морские мелководье и прибрежные низменные равнины, периодически заливаемые морем	
Палеогеновая	Эоцен	Относительно стабильный тектонический режим без явного влияния регионального сжатия и расширения- шельфовый режим	Морские относительно глубоководные (внешне-шельфовые). В сев. части- литоральные прибрежно-морские.	
	Палеоцен		Относительно глубоководные не компенсированные осадками	
Меловая	Верхний	Локальный задуговый рифтогенез и спрединг (субдукция Неотетиса под Закавказжий и Эльзбургский блоки)	Относительно глубоководные внешнего шельфа в условиях стабилизации (пенеленизации в условиях аридного климата) приморских областей питания	
	Нижний	Расширение морского шельфового бассейна углубление бассейна	Шельфовые в условиях жаркого, умеренно влажного климата	
		Столкновение микроконтинентов- поднятие Туранской плиты- эрозия	Прибрежно-морские низменности, периодически заливаемые морем	
Юрская	Верхний	Пенеленизация областей сноса уменьшение терригенной материи и накопление карбонатно-глинистых пород	Морские мелководье (литораль) с неустойчивой береговой линией	
	Средний		Прибрежно-морское мелководье, слабо засоленные лагуны; климат умеренно аридный	
	Нижний	Общая трансгрессия при относительно спокойном тектоническом режиме	В основном мелководный внутренний шельф открытого моря, временами относительно глубоководные условия	
Триасовая	Верхний	Тектоническое сжатие (закрытие Палеотетиса)- Киммерийский орогенез- образование Мангышлакской складчатости- Массивная эрозия- регрессия моря	Низменные и слабо освоенные аккумулятивные равнины с аллювиальным, аллювиально озерным, озерно болотным осадконакоплением в условиях гумидного климата	
	Средний		Прибрежно-морское мелководье, низменные прибрежные равнины, периодически заливаемые морем, на востоке- аллювиально-озерные и озерные	
	Нижний		Морские мелководные с повышенной соленостью, на востоке- прибрежно-морские	
Палеозой (Пермь)		Прогибание Центрально-Мангышлакской зоны- Трансгрессия морских вод из океана Палеотетиса	Морские мелководные (внутренний шельф) с нормальной соленостью, местами прибрежно-морские (литораль), в начале цикла- образование прибрежных низменных равнин	
			Распадение связанное с рифтогенезом	

Рисунок 1. Сводная тектоно-стратиграфическая характеристика Мангышлакского осадочного бассейна [2]

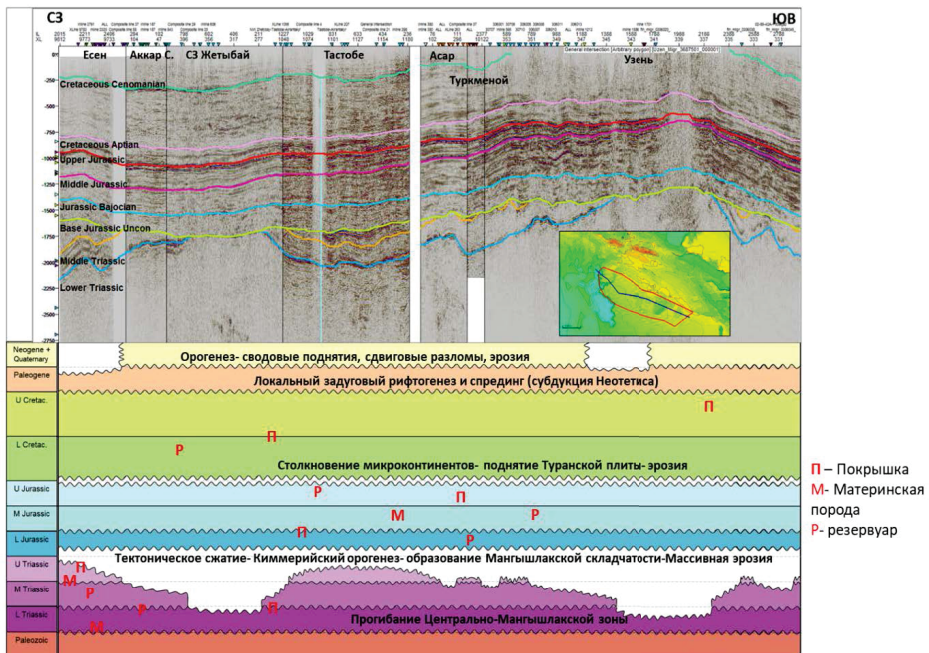


Рисунок 2. Хроностратиграфия Жетыбай-Узенской ступени [2]

Исследуемый разрез относится к Жетыбай-Узенскому типу и подразделяется на 2 наиболее характерных подтипа – восточный и западный.

Восточный подтип пространственно связан с северо-восточной частью Жетыбай-Узенской ступени, наиболее детально изучен на месторождении Узень и стратиграфически охватывает отложения перми, нижнего триаса, среднего триаса (в глубоких топодепрессиях), нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеоген-неогена (рис. 1). В разрезе присутствуют сокращенные по мощности верхнекелловей-оксфордские карбонатно-терригенные отложения, играющие роль покрывки, и множество зональных и локальных флюидопоров по всему разрезу [2]. Установлена промышленная нефтегазоносность: в аален-келловейском комплексе – 13 продуктивных горизонтов газа, а в неоком-альбском – 12. В отложениях нижнего триаса получены непромышленные притоки нефти в разведочных скважинах 120, 1-Т, 113, 6244 и 116.

Подтверждением нефтегазоносности доюрского комплекса являются последние результаты испытаний в отложениях нижнего триаса на месторождении Узень-

Карамандыбас. В апреле 2020 г. произведена перфорация 4 объектов в интервале 2128–2147 м в скважине 1920. По результатам испытания получены низкие дебиты жидкости и нефти, среднемесячный показатель за июль составили: $Q_{ж} = 21,56 \text{ м}^3$, $Q_{н} = 7,69 \text{ т/с}$, обводненность – 57,5%.

Данный факт доказывает, что дальнейшее изучение и поиски залежей углеводородов, связанных с крупными объектами палеозойских поднятий, представляется высокоперспективным. При этом, учитывая отсутствие планомерного и целенаправленного изучения в предыдущие периоды, можно предположить, что ранее пробуренные скважины на выявленных по палеозою поднятиях были заложены не в оптимальных условиях по доюрскому комплексу. На представленном разрезе (рис. 3), наблюдаем, что разведочная скважина 115R вскрыла отложения оленёка нижнего триаса юго-восточнее экранированной с юго-востока разломом структуры и не добурена до палеозойской структуры (Р-С?) ниже 2500 м (около 300 м) ОГ VI. В аналогичных неоптимальных условиях пробурена и скважина 120R. Свое влияние на результаты оказали, скорее всего, и технологии бурения, применявшиеся в то время.

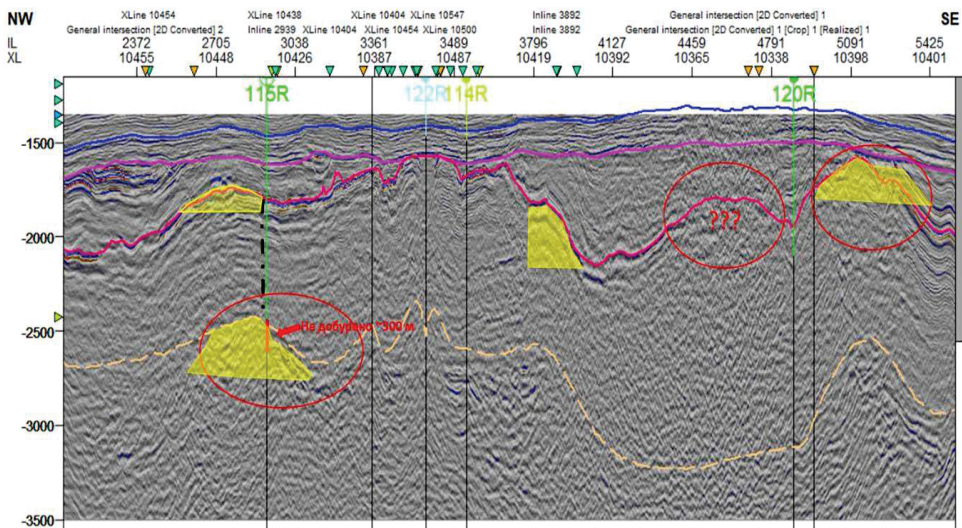


Рисунок 3. Временной сейсмический разрез через глубокие разведочные скважины 115R и 120R

Основными очагами генерации углеводородов служили материнские породы триасового и юрского комплекса, при этом: 1) присутствует влияние дополнительных источников углеводородов в системе, вероятно, палеозойского происхождения, что подтверждается последними результатами

геохимических исследований проб флюидов; 2) жидкие углеводороды в меловых и юрских коллекторах относятся к триасовому и юрскому периодам, последний из которых имеет смешанный тип керогена (II и III тип) [2].

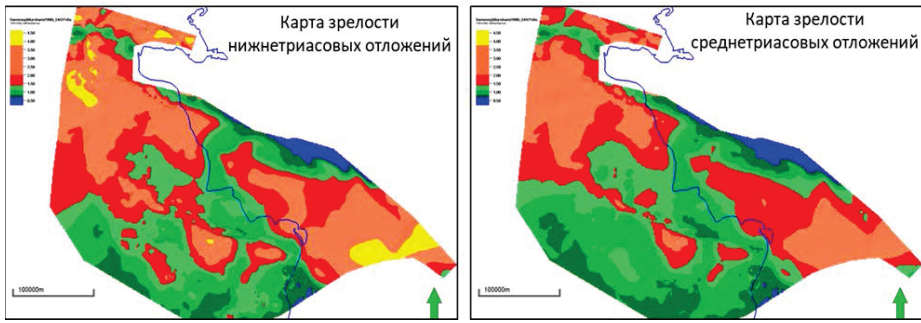


Рисунок 4. Карты термической зрелости триасовых нефтематеринских пород Мангышлакского осадочного бассейна [2]

Присутствие в юрской нефти Айрантакыра микрофасии более древних, чем в породах-коллекторе, позволяет сделать вывод о наличии подтока углеводородов из донорских отложений, что ещё раз подтверждает общую закономерность, выявленную на месторождениях Жетыбай,

Узень, Сев. Карагие, Ракушечное и др., и что формирование залежей этих месторождений сопровождалось вертикальной или субвертикальной миграцией углеводородов по тектоническим разломам из подстилающих палеозойских отложений [3].

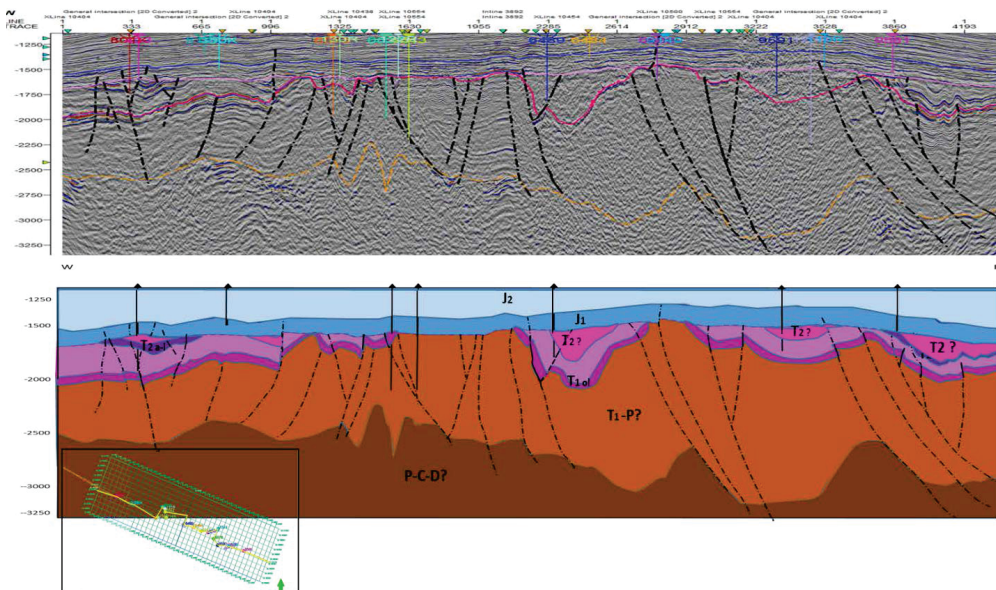


Рисунок 5. Сейсмогеологическая модель доюрской части разреза месторождения Узень-Карамадыбас

Промышленные притоки газа и газоконденсата ранее получены из доюрских отложений юго-восточной части Устюрт-Бозашинского бассейна на юге Северного Устюрта, на Куаныш-Коскалинском и Тактакаирском валах и Барсакельмесском и Судачьем прогибах. Интенсивные газопрооявления были отмечены на структурах Чибини, Кушкаир Центральный, Мурун, непромышленный приток нефти получен на месторождении Каракудук, а также прямые

признаки углеводородов и подтверждение вероятной продуктивности по данным геофизических исследований были получены на структурах Караумбет Северный и Акчалак. Предполагаемые залежи в палеозое связываются с карбонатными отложениями верхнедевонского, нижне-среднекаменноугольного и каменноугольно-нижнепермского возраста [1]. Присутствие в юрских нефтях микрофасии триасовых и палеозойских – достаточно убедитель-

ный аргумент в пользу нефтегазоносной перспективности доюрских отложений.

В 2017 г. специалистами КМГИ выполнены региональные исследования по оценке углеводородного потенциала в рамках бассейнового моделирования Мангышлакского осадочного бассейна [2]. По результатам исследований выявлено, что нижнетриасовые нефтематеринские породы (далее – НМП) в пределах Жазгурлинской впадины, Карагиинской седловины, Большой Мангышлакской флексуры и Сегендыкской депрессии находятся в стадии генерации жидкого и сухого газа, согласно значениям отражательной способности витринита. Нефтематеринские породы среднетриасовых отложений в погруженных зонах бассейна входят в стадию генерации газа, тогда как остальная часть бассейна находится в основной стадии генерации нефти. Полученная по расчетам симуляции карта коэффициента преобразования показывает ~60–90% реализации генерационного потенциала триасовых отложений.

В то же время НМП юрских пород входят в стадию основной генерации углеводородов в области Жазгурлинской и Сегендыкской впадин, а также охватывают район Казахского залива. Реализация потенциала генерации составляет ~30–40%, в то время как в глубоководной части Каспия коэффициент преобразования углеводородов достигает 80%. В остальных частях бассейна породы находятся на стадии раннего созревания. В связи с этим вклад потенциально материнских юрских пород на суше меньше из-за низкой термической зрелости нефтенасыщения толщи.

Палеозойские отложения также претерпели сильный катагенез в условиях преобладающего опускания данного района: в позднем палеозое – раннем мезозое незначительная часть углеводородов могла сохраниться и образовать залежи в перекрывающих палеозой породах ме-

зозойского возраста (триас, юра и мел). Геохимические исследования также подтверждают теорию, что среднеюрские и среднетриасовые НМП не являются единственными источниками залежей углеводородов на Жетыбай-Узеньской ступени.

По результатам оценки углеводородного потенциала модели Мангышлакского бассейна выявлено, что потенциала триасовых НМП недостаточно для заполнения всех известных ловушек Жетыбай-Узеньской ступени до существующей ресурсной базы, что доказывает наличие субвертикальной миграции из палеозойской части разреза, и это подтверждается геохимическими исследованиями.

Поиск и разведка/доразведка углеводородов включают в себя анализ разнообразной по объему и качеству информации, и современный этап поисково-разведочных работ на нефть и газ осложнен многими объективными причинами, связанными, в частности, с необходимостью освоения глубокозалегающих горизонтов, сложно-дислоцированных структур осадочного чехла и углеводородных систем, находящихся в жестких термобарических условиях. В связи с трудностями открытия новых крупных месторождений в высокопористых коллекторах все больше внимания уделяется плотным, низкопористым породам, роль повышенной трещиноватости в которых является первостепенной.

В связи с этим становится очевидным, что традиционная методика поисковых работ, основанная на представлениях о решающей роли антиклинальных ловушек в локализации залежей, не всегда эффективна. В условиях низкопроницаемого разреза основная роль в аккумуляции углеводородов принадлежит зонам развития вторичных коллекторов. Указанный факт обуславливает необходимость разработки новых методических приемов прогнозирования и поисков подобных зон [4].

Список использованной литературы

1. Воцалевский Э.С., Рабинович А.А., Акчулаков У., Госслинг Д.М., О'Нил В.А., Камалов Х. Неразведанный потенциал в пределах Мангышлакского бассейна (в пределах суши). – Актау – Алматы – Хьюстон, 2004.
2. «Геолого-геофизический анализ и подготовка портфеля перспективных Блоков на недропользование по Прикаспийскому, Устюрт-Бозашинскому, Мангышлакскому бассейнам» Книга 1. Мангышлакский бассейн. – Астана, отчет ТОО «НИИ технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016.
3. Ажгалиев Д.К. Закономерности распространения нефтегазоносности в пределах западной части Туранской плиты. – Материалы сайта <http://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=83&aid2=427&id=1008&outlang=1>.

4. Хибасов Б.Б. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности месторождений Айрантакыр. – Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2014, № 14, с. 4–12.

5. Крупин А.А и Рыкус М.В. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, №3, с. 275–287.

ӨЗЕН-ҚАРАМАНДЫБАС КЕН ОРНЫНЫҢ ЮРАҒА ДЕЙІНГІ БӨЛІГІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ПОТЕНЦИАЛЫН БАҒАЛАУҒА АРНАЛҒАН КЕШЕНДІ ТАЛДАУ

Қ.К. Манкенов

Маңғышлақ шөгінді бассейнінің палеозой шөгінділерінің мұнайгаздылық перспективалары туралы мәселелер ұзақ уақыт зерттелгеніне және жүргізілген зерттеулердің көлеміне қарамастан осы күнге дейін ашық күйінде қалып отыр. Бұл, ең алдымен, бұрын қолданылған іздеу және барлау технологияларының жетілмегендігіне және мезозой бөлігінде табылған ашық кен орындары қорларының жеткіліксіздігіне байланысты. Мезозой шөгінділеріндегі қорлардың табиғи сарқылуының ағымдағы жағдайы кезінде іздеу-барлау жұмыстарын палеозойдың терең жатқан горизонттарына қою қажеттілігі бар.

Мақалада аймақтық зерттелуі туралы жалпы мәліметтер келтірілген, сондай-ақ, жекелеген аудандардың мұнайгаздылығының дәлелденген фактілері мен бұрғылаудың соңғы нәтижелері негізінде Юраға дейінгі шөгінділерінің мұнай-газ потенциалы туралы мәселе көтерілген.

Түйінді сөздер: юраға дейінгі шөгінділер, көмірсутек потенциалы, вертикалды миграция, мұнай іздеу жұмыстарының тиімділігі.

COMPREHENSIVE ANALYSIS FOR APPRAISAL OF OIL AND GAS POTENTIAL IN THE PRE-JURASSIC PART OF THE OZEN-KARAMANDYBAS FIELD

K.K. Mankenov

Questions about the prospects for the oil and gas potential of the Paleozoic sediments of the Mangyshlak sedimentary basin remain open to this day, despite a long history of study and large volumes of research. This is primarily due to the imperfection of previously used prospecting and exploration technologies and the sufficiency of the discovered reserves of discovered deposits in the Mesozoic part of the section. Given the current situation of natural depletion of reserves in the Mesozoic sediments, there is a need to set up prospecting and exploration work in the deep horizons of the Paleozoic.

The article provides general information about the study of the region, and on the basis of the proven facts of oil and gas content of individual areas and the latest drilling results obtained, raised the question of the oil and gas potential of pre-Jurassic deposits.

Key words: pre-Jurassic deposits, hydrocarbon potential, vertical migration, efficiency of oil exploration.

Информация об авторе

Манкенов Кайрат Кемпирбаевич – эксперт, k.mankenov@niikmg.kz.
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 66.061.1

ПОДБОР ЭФФЕКТИВНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ АСФАЛЬТНО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Б.С. Мусин, Ж.К. Тлеукулова

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

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

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

Основная часть

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

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

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

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса может быть

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

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

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

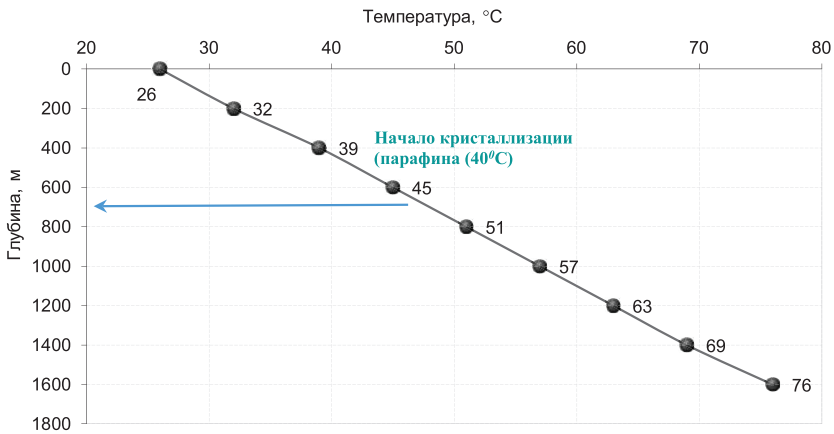


Рисунок 1. Распределение температуры по глубине скважин месторождения Узень, °C

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3. Состав отложений, отобранных с различных объектов месторождения

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

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

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

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

Таблица 4. Растворимость АСПО при различных температурах, %

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

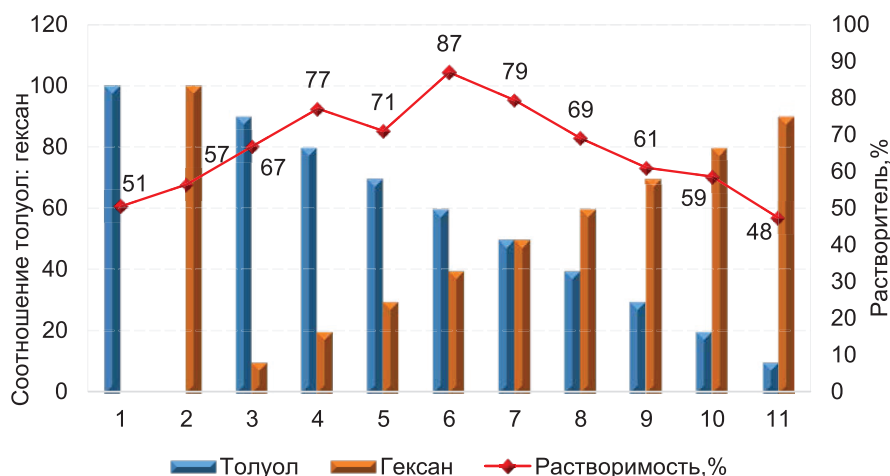


Рисунок 2. Растворимость АСПО композицией толуол : гексан при $t = 20^{\circ}\text{C}$

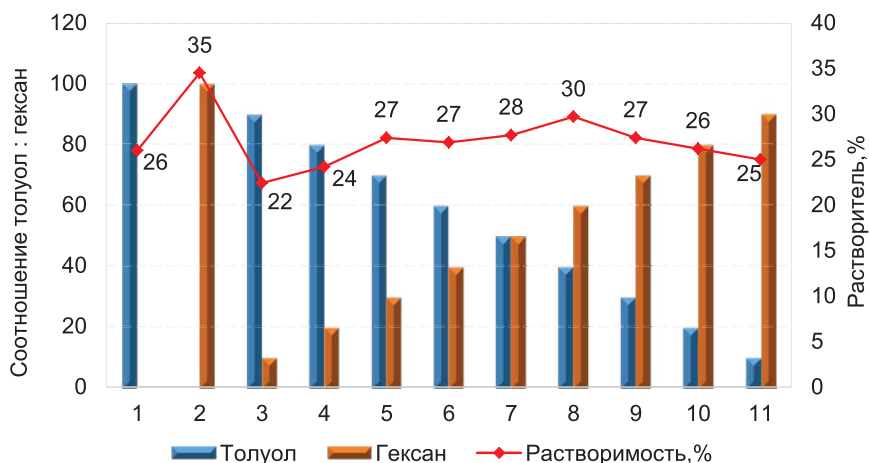


Рисунок 3. Растворимость АСПО композицией толуол : гексан при $t = 60^{\circ}\text{C}$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 6. Результаты исследований по удалению и растворению образцов

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

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

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

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

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

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

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

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



Рисунок 4. НКТ с полимерным покрытием ПЭП-585

Выводы

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

Рекомендации

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

Для борьбы с парафиноотложениями рекомендуется:

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

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

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

Список использованной литературы

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

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

Б.С. Мусин, Ж.К. Тілеуқұлова

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

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

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

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

B.S. Mussin, Z.K. Tleukulova

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

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

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

Информация об авторах

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

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

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

УДК 622.323

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖЕТЫБАЙ

**Б.Б. Тлегенов, В.В. Шишкин, Б.Т. Туртаев, А.К. Ожикен,
Е.И. Кубекбаев, А.Б. Бакиева, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

В статье представлены результаты детального изучения геологических условий осадконакопления, в ходе которого выявлены значительные, не охваченные существующей системой разработки, остаточные запасы горизонта Ю-10. Описаны исследования локализации остаточных извлекаемых запасов нефти и совершенствования системы разработки 10 горизонта месторождения Жетыбай. Составлена адресная программа геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение потенциала добычи нефти, а также представлена эффективность выполненных мероприятий.

Ключевые слова: невовлеченные запасы, локализация запасов, эффективность геолого-технических мероприятий, потенциал увеличения добычи нефти.

Введение

Многопластовое месторождение Жетыбай, открытое в июле 1961 г. и находящееся на поздней стадии разработки, по величине геологических запасов нефти относится к крупным месторождениям Казахстана. Одними из основных проблем в разработке месторождений являются невовлеченные запасы и неравномерная выработка запасов по площади и разрезу, связанная с неоднородностью геолого-физических характеристик и сложной многопластовой структурой месторождения.

Во второй половине 2019 г. проведены оценка начальных геологических объемов нефти и анализ разработки горизонта Ю-10, которые базировались на проведении большого спектра аналитических работ, включая построение геологической 3D-модели фаций, оценку выработки запасов для русловых и пойменных отложений и распределение остаточных запасов по ним.

Установлено, что наибольший потенциал связан с вовлечением лагунных, пойменных областей, характеризующихся высокой анизотропией и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС), начальные геологические запасы которых составляют 47% от общих запасов горизонта Ю-10, или более 60% от остаточных извлекаемых запасов (далее – ОИЗ) (8,7 млн т нефти), и они не вовлечены в разработку.

Ключевые направления аналитических работ

Основными направлениями оценки являются:

- интерпретация геолого-геофизических данных;
- анализ текущего состояния разработки;

оценка коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) и выработки;

- анализ темпа отбора;
- анализ минерализации пластовой воды;
- оценка текущей нефтенасыщенности и геофизические исследования (далее – ГИС) в скважинах нового бурения;
- краевые зоны;
- гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП).

Интерпретация геолого-геофизических данных. Сбор и обобщение данных геологии, геофизики и петрофизики позволяют сделать выводы о том, что формирование горизонта Ю-10 происходило в условиях прибрежно-морской равнины, прорезаемой системой русловых каналов. На основании карт электрофаций возможно производить выделение линейно-вытянутых массивных песчаных тел и локализовать области развития неоднородных (расчлененных) коллекторов (рис. 1).

Сейсмические атрибуты, рассчитанные на основании данных высокоразрешающей сейсморазведки (далее – ВРС) за 2019 г., подтверждают русловое строение горизонта Ю-10 и дополняют карты электрофаций в области отсутствия скважин. Для выделения седиментационных тел по данным ВРС за 2019 г. рассчитан ряд сейсмических атрибутов, из которых наиболее прикладными оказались атрибуты формы сигнала (coherency, curvature) и амплитуды (RMS amplitude).

Карты амплитуд довольно точно подтверждают наиболее массивные русловые каналы, выделяемые на картах электрофаций. Одним из главных преимуществ сейсмических данных является возможность проследить русловые тела в области отсутствия скважинных данных (рис. 2).

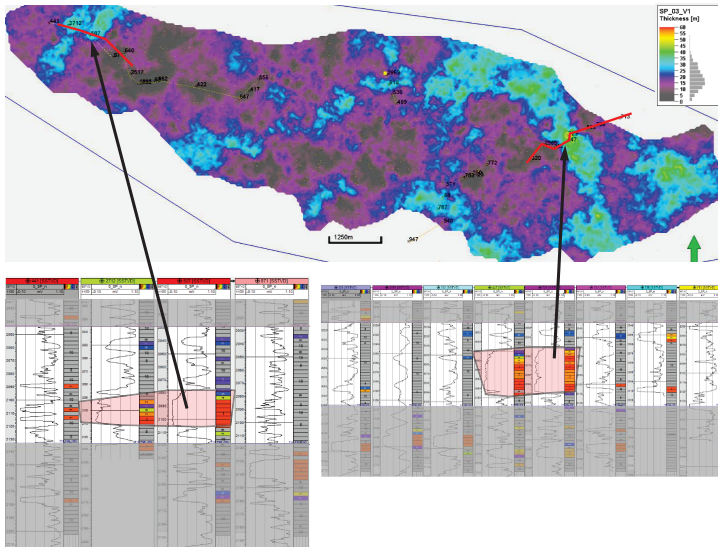


Рисунок 1. Карта толщин электрофаций 1–5 и планшеты по линиям скважин № 441, 2712, 507, 871 и 320, 2989, 352, 447, 729, 522, 738, 713

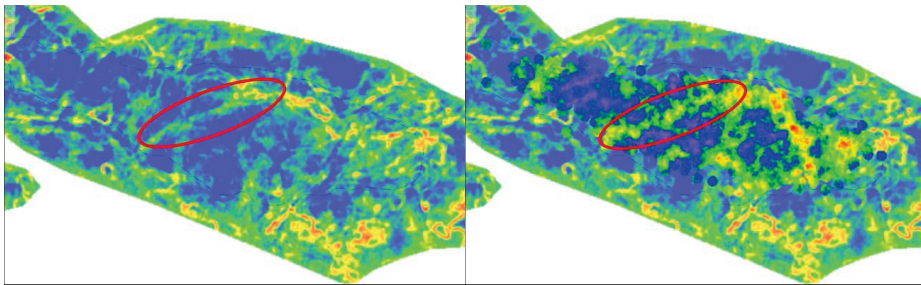


Рисунок 2. Карта амплитуд RMS по горизонту Ю-10 (слева) и карта электрофаций, совмещенная с картой амплитуд RMS по горизонту Ю-10 (справа)

Анализ текущего состояния разработки. На текущий момент на месторождении Жетыбай наибольшим потенциалом по ОИЗ обладает 10 объект разработки, что

послужило основополагающим фактором для выбора этого объекта как первостепенного для выполнения данного анализа (рис. 3).

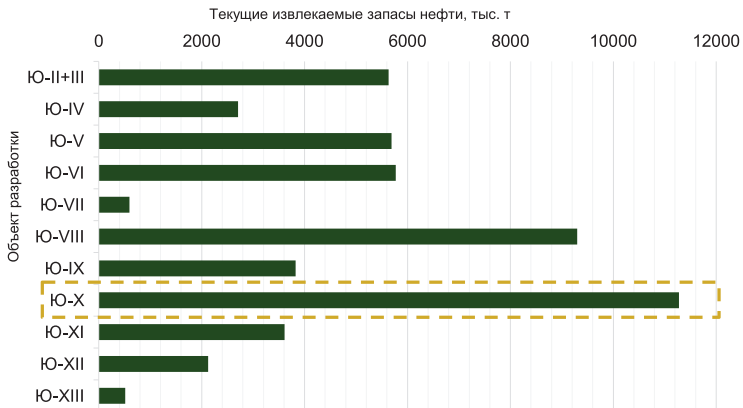


Рисунок 3. Распределение ОИЗ согласно уточненному проекту разработки, 2018 г.

Анализ текущего состояния разработки выполнен с учетом особенностей геологического строения залежи. По результатам сбора и обобщения данных петрофизики, геологии, сейсмоки и разработки на 10 объекте выделяются зоны с характерными геолого-физическими характеристиками, связанные с условиями осадконакопления.

Данные добычи подтверждают корректность выделения геологических условий осадконакопления на основе сейсмических данных и электрофациального анализа. Скважины с высокими максимальными дебитами коррелируются с областями

руслowych каналов (высокие ФЕС), в сравнении с дебитами скважин, расположенных в областях пойм (низкие ФЕС) (рис. 4–5).

Динамика добычи 10 объекта разработки с разделением на группы коллекторов показывает, что различные группы коллекторов характеризуются различной текущей стадией разработки: русла – стабилизация добычи, поймы – рост добычи. Рост добычи в поймах в 2 раза с 2016 г. указывает на наличие значительного потенциала данных геологических условий для вовлечения в разработку, в т.ч. с применением технологии ГРП (рис. 6).

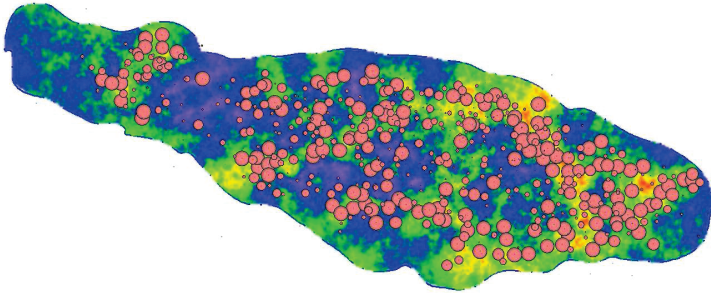


Рисунок 4. Карта толщин фаций высоких ФЕС, совмещенная с круговой картой, соответствующей максимальным дебитам по скважинам за период эксплуатации на Ю-10

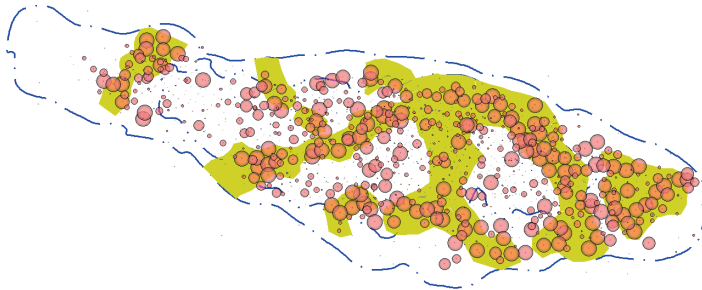


Рисунок 5. Карта контуров русловых тел, совмещенная с круговой картой, соответствующей максимальным дебитам по скважинам за период эксплуатации на Ю-10

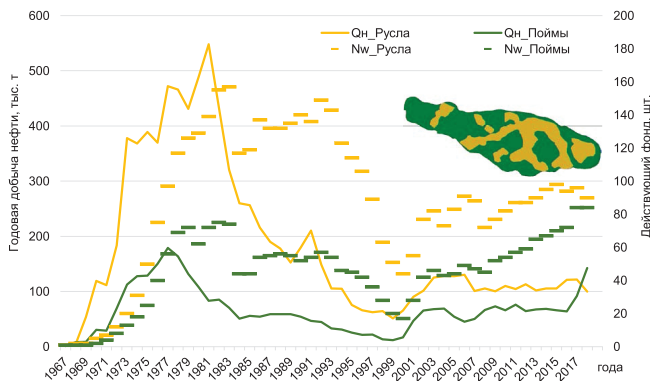


Рисунок 6. Динамика добычи нефти для различных условий осадконакопления

График зависимости КИН от поровых объёмов закачки по 10 горизонту для групп коллекторов (низкие/высокие ФЕС) указывает на различные характеристики вытеснения и показывает разные промы-

тые поровые объёмы на текущей стадии разработки, что обусловлено различиями в ФЕС, геологическом строении, а также разным охватом данных зон разработкой (рис. 7) [1].

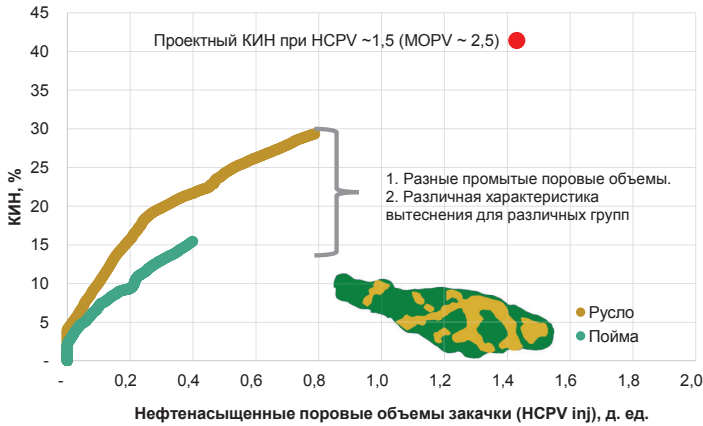


Рисунок 7. Зависимость КИН от поровых объёмов закачки по горизонту Ю-10

Оценка коэффициента извлечения нефти и выработки

На текущий момент в действующем проектном документе утвержден единый КИН для всего 10 объекта разработки, без разделения на зоны улучшенных и ухудшенных ФЕС, соответствующих различным геологическим условиям осадконакопления: 0,414 д. ед.

Выполнена оценка КИН статистическими методами для различных условий осадконакопления на основе 10 статистических методик (Абасов М.Т. (1975 г.), [2]; Арпс Я.Д. (1945 г.), [3]; Бочаров Т. Ю. (1973

г.), [4]; Гомзиков В. К. осн. (1978 г.); Гомзиков В. К. доп. (1978 г.), [5]; Гутри Р.К., Гринбергер М.Х. (1955 г.), [6]; Гомбош З., Сзанхо И., Волл У., [7]; Давыдов А.В., [8]; Кочетов М. Н., Гомзиков В. К. (1968 г.), [9]; покоэффициентная методика [10]), а также по месторождениям-аналогам США и Великобритании (SPE 134450) [11]. КИН составил: русла – 0,446 д. ед.; поймы – 0,357 д. ед. Результаты оценки представлены в табл. 1.

Стоит отметить, что в целом по объекту расчетный КИН на основе статистических методов составляет 0,412 д. ед., что соответствует утвержденному КИН – 0,414 д. ед.

Таблица 1. Методики оценки КИН

№	Наименование методики расчета КИН	Русла	Поймы	В целом по объекту
1	Абасов М. Т. (1975 г.)	0,541	0,416	0,490
2	Арпс Я.Д. (1945 г.)	0,387	0,366	0,379
3	Богаров Т.Ю. (1973 г.)	0,444	0,363	0,410
4	Гомзиков В.К. осн. (1978 г.)	0,489	0,322	0,414
5	Гомзиков В. К. доп. (1978 г.)	0,523	0,408	0,479
6	Гутри Р.К., Гринбергер М.Х. (1955 г.)	0,352	0,302	0,337
7	Гомбош З., Сзанхо И., Волл У.	0,368	0,324	0,354
8	Давыдов А.В.	0,488	0,292	0,409
9	Кочетов М.Н., Гомзиков В.К.,(1976 г.)	0,380	0,380	0,380
10	Покоэффициентная методика	0,486	0,392	0,464
Средний КИН по 10 методикам		0,446	0,357	0,412
SPE 134450 (UK and USA Fields)		0,450	0,370	0,417
Утвержденный КИН		-	-	0,414

Анализ выработки запасов и оценка потенциала по выделенным условиям осадконакопления. Выполнены анализ выработки и прогноз извлекаемых запасов на основе построения характеристик вытеснения по различным условиям осадконакопления и дифференцированного КИН для различных групп коллекторов.

Проведенный анализ указывает на различную степень выработки для разных зон и позволяет выделить зоны с наибольшим потенциалом для вовлечения недренируемых запасов (рис. 8). Потенциал для вовлечения в руслах – ~2,7 млн т; в поймах – ~2,5 млн т.

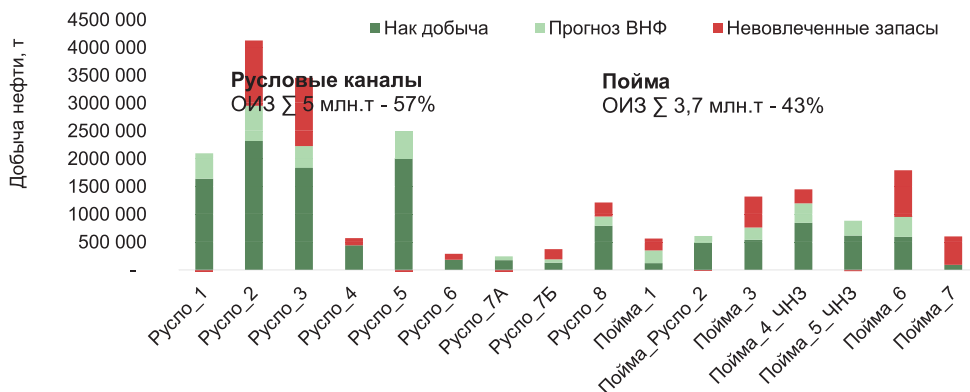


Рисунок 8. Оценка ОИЗ, вовлеченных и не вовлеченных в разработку

Результаты применения выполненных работ

Выполненный комплекс работ позволяет оперативно формировать программу геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) с учетом геологических особенностей месторождения, текущей выработки и вовлечения ОИЗ в разработку текущей системой в соответствии с геологическими обстановками осадконакопления.

Выявлено, что текущей системой разработки не вовлечено около 60% от ОИЗ (8,7 млн т нефти), из них значительная часть сосредоточена в русловых каналах № 2, 3,

и пойменных областях № 1, 3, 4, 6, 7. На первом этапе предусмотрено 10 ГТМ (согласовано 9 ГТМ) в зонах с максимальными не вовлеченными запасами – в поймы № 3 и 6, в русло № 3 – с целью подтверждения представленного потенциала и эффективности проделанной работы с последующим тиражированием по другим горизонтам м. Жетыбай (рис. 9). По результатам 4 мес. 2020 г. выполнен подбор и согласование со специалистами АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) и филиала КМГИ «КазНИПИМунайгаз» первоочередных кандидатов на выполнение ГТМ с учетом выработки для различных групп коллекторов.

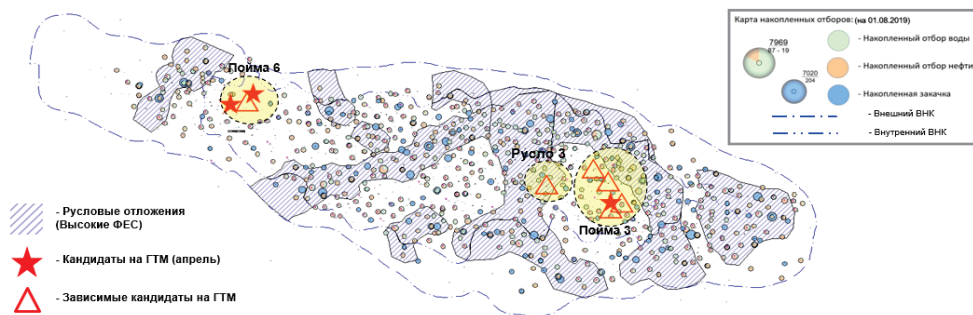


Рисунок 9. Карта геологических условий осадконакоплений и рекомендованных ГТМ по горизонту Ю-10

Таблица 2. Адресная программа ГТМ

№	Скв.	План			ГТМ	Дата проведения ГТМ	Средний прирост дебита нефти после ГТМ, т/сут			Отр. дни, сут	Доп. добыча, тыс. т	Примечание
		Qж, м³/сут	Обв., %	Qн, т/сут			Qж, м³/сут	Обв., %	Qн, т/сут			
1	JET_4036	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП	26.04.2020	26	47	13,7	121	1 658	
2	JET_2981	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП	02.05.2020	23	96	0,9	89	80	Снижение эффекта, рост обв.
3	JET_4033	18	56	8	ПВЛГ с ГРП	06.05.2020	28	46	15,2	118	1 794	
4	JET_0431	22	65	7,6	ПВЛГ	30.09.2020	45	43	25,6	8	205	
5	JET_4891	16	50	8	ПВЛГ с ГРП	23.09.2020						В освоении после ГРП
6	JET_0245	30	64	10,9	ПВЛГ с ГРП							
7	JET_0472	22	65	7,6	ПВЛГ с ГРП							
8	JET_4961	18	56	8	ПВЛГ с ГРП							
9	JET_3361	20	60	8	РИР с ГРП							
ВСЕГО		206		80			122		55		736	

*ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

По состоянию на 01.10.2020 г. недропользователем выполнены рекомендации по 5 скважинам: № 4036, 4033, 4891, 431 и 2981. Скважина №4891 находится на освоении после ГРП.

Пример работы скважин с выполненными ГТМ

Скважина № 4036 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 с целью доизучения и оценки потенциала неохваченных разработкой зон с низкими ФЕС (пойменные отложения), с последующим проведением ГРП.

После выполненного перевода на вышележащий горизонт (далее – ПВЛГ)

и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток нефти с водой (обводненность ≈10%). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина работает со следующими показателями (рис. 11):

- дебит нефти – 13,4 т/сут;
- дебит жидкости – 25 т/сут;
- обводненность – 36%;

накопленная дополнительная добыча – 2096 т.

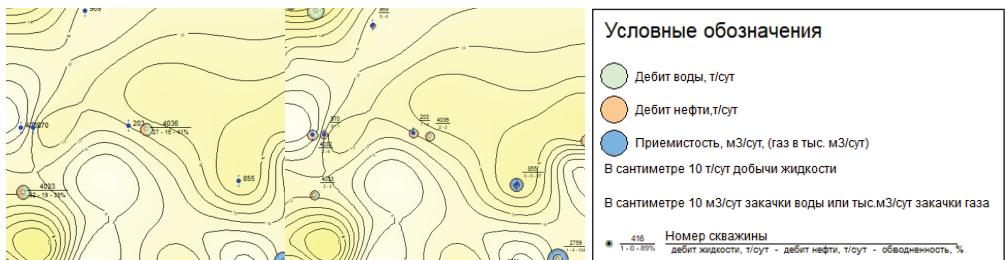


Рисунок 10. Обзор района скважины № 4036. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленных (справа) отборами

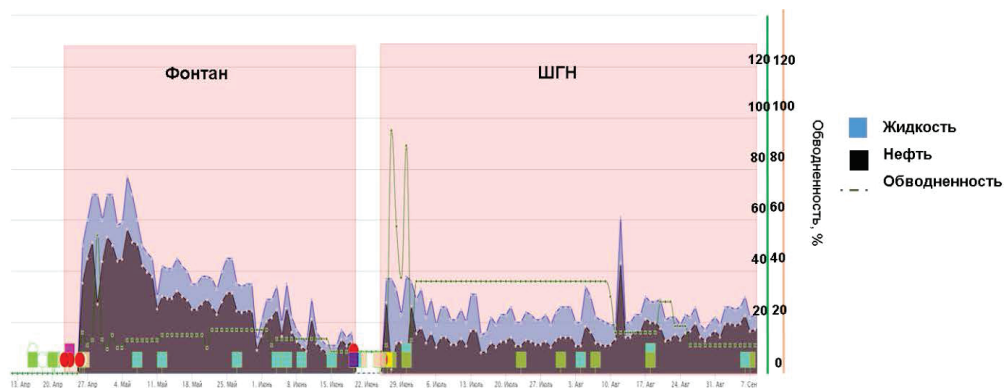


Рисунок 11. Динамика добычи скважины № 4036

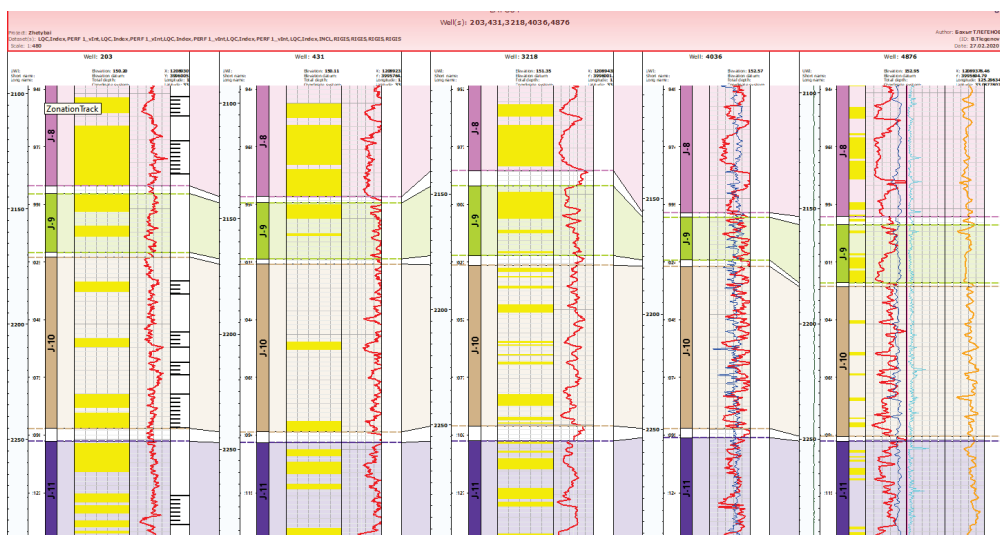


Рисунок 12. Геологический разрез по линии скважин № 203, 431, 3218, 4036, 4876

Скважина № 4033 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 с целью доизучения пойменной зоны с низкими ФЕС (в разрезе только пойменные отложения), с последующим проведением ГРП. Скважина была зависимая от результатов ПВЛГ и ГРП скважины № 4036.

После выполненного ПВЛГ и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток

нефти с водой (обводненность $\approx 11\%$). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина фонтанирует со следующими показателями (рис. 14):

- дебит нефти – 16,3 т/сут;
 - дебит жидкости – 29 т/сут;
 - обводненность – 33%;
- накопленная дополнительная добыча – 2375 т.

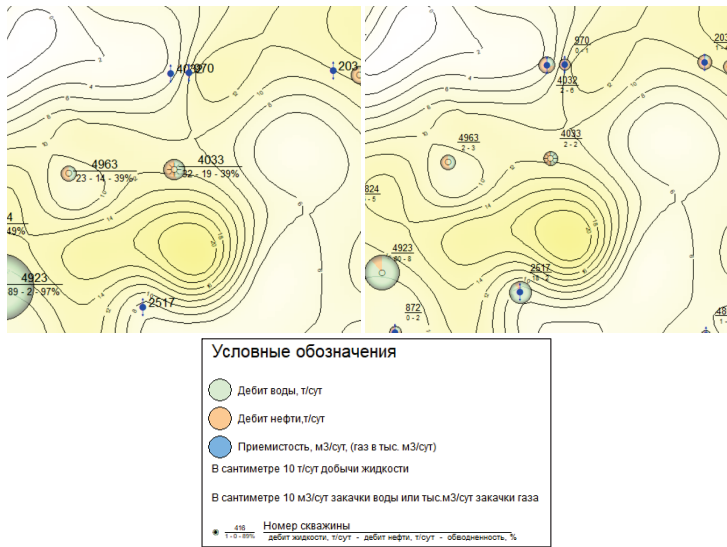


Рисунок 13. Обзор района скважины № 4033. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленными (справа) отборами

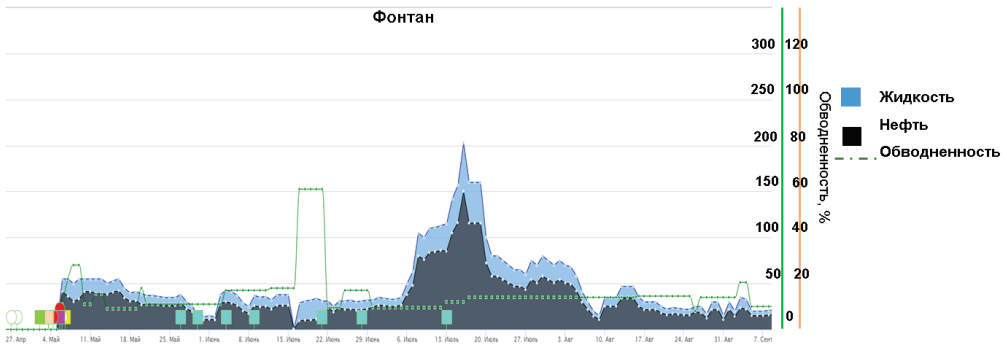


Рисунок 14. Динамика добычи скважины № 4033

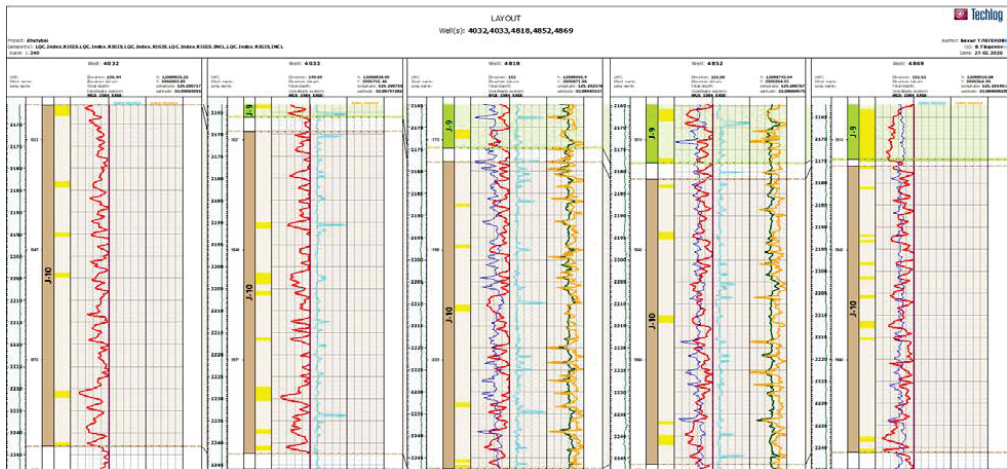


Рисунок 15. Геологический разрез по линии скважин № 4032, 4033, 4818, 4852

Скважина № 2981 была переведена на вышележащий горизонт Ю-10 (ПВЛГ), с целью доизучения пойменной зоны с низкими ФЕС (в разрезе только пойменные отложения), с последующим проведением ГРП.

После выполненного ПВЛГ и ГРП на рекомендованных интервалах пласта на скважине был получен фонтанный приток

нефти с водой (обводненность $\approx 91\%$). По состоянию на 01.09.2020 г. скважина работает со следующими показателями (рис. 17):

- дебит нефти – 0,5 т/сут;
 - дебит жидкости – 30 т/сут;
 - обводненность – 98%;
- накопленная дополнительная добыча – 411 т.

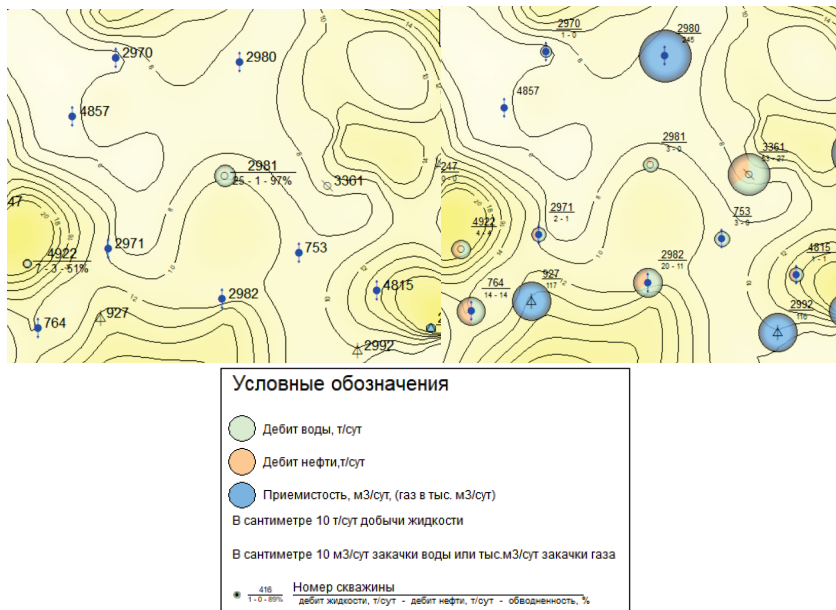


Рисунок 16. Обзор района скважины № 2981. Карта общих толщин с текущими (слева) и накопленными (справа) отборами

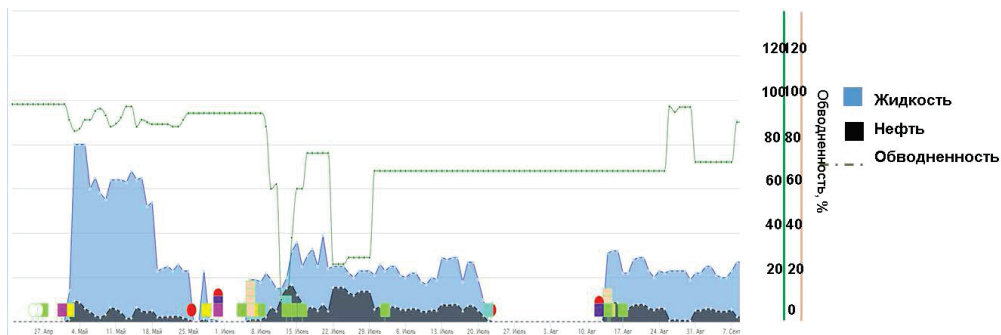


Рисунок 17. Динамика добычи скважины № 2981

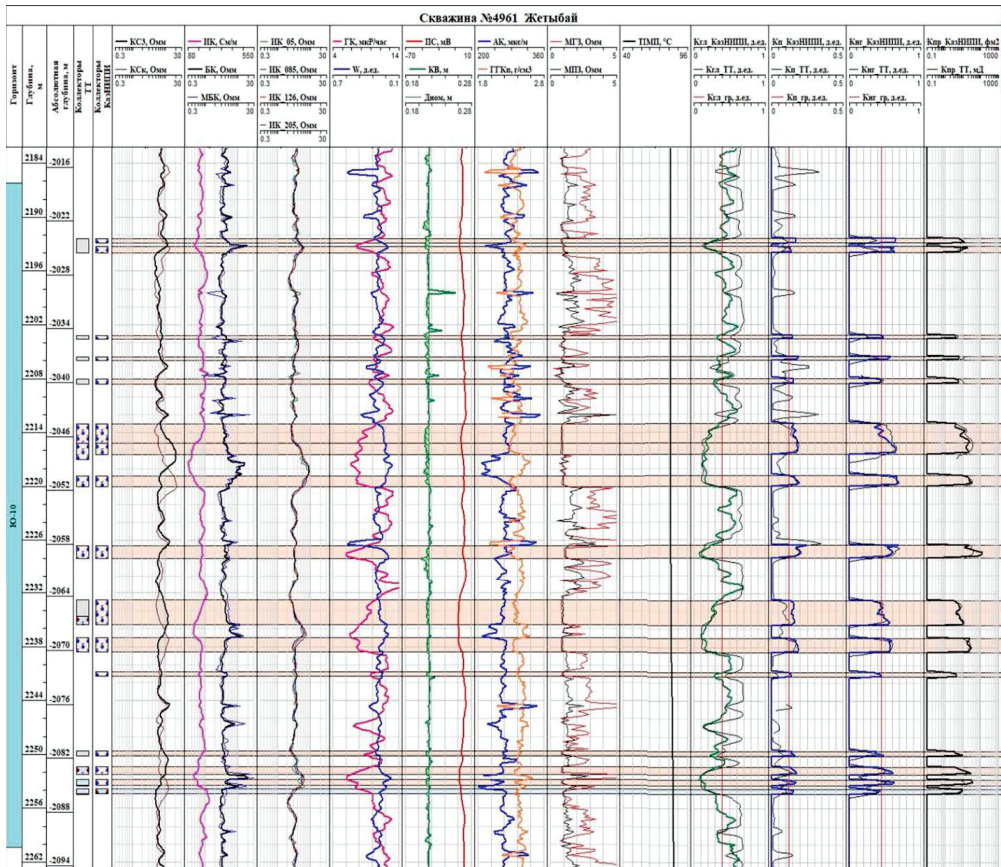


Рисунок 18. Геологический разрез соседней скважин № 4961

Выводы

На основании данных сейсмоки ВРС за 2019 г. выполнены атрибутивный анализ, сейсмическая интерпретация и увязка по основным отражающим горизонтам. Реализован автоматический алгоритм выделения электрофаций, на основании которого остроена фацциальная карта обстановок осадконакопления для горизонта Ю-10. Выполненная вероятностная оценка начальных геологических объемов нефти 10 пласта показала значение, близкое к утвержденному в ГКЗ (+5%). На основе выделенных обстановок осадконакопления выполнен анализ данных разработки, который указывает на различную динамику выработки по фацциям. Оценка КИН, выполненная на основе различных статистических методов (более 10 методик), показывает, что расчетный КИН 0,412 д. ед. на основе статистических методов соответствует утвержденному КИН 0,414 д. ед. Прогноз, выполненный на основе характе-

ристик вытеснения с учетом фацциальных зон, показывает, что при текущей схеме разработки проектный КИН 0,414 д. ед. не достигается. Анализ выработки выявил, что ОИЗ составляют 8,7 млн т, из них 56% не вовлечены в разработку. Наибольший потенциал увеличения добычи нефти связан с вовлечением пойменных областей, характеризующихся высокой анизотропией и низкими ФЕС. На основе детального анализа геологии и разработки определены перспективные районы с не вовлечёнными в разработку запасами нефти. Рекомендованы геолого-технические мероприятия, по результатам которых приток нефти, полученный после ПВЛГ с ГРП на скважинах № 431, 4036, 4033 и 2981, подтверждает наличие потенциала и остаточных запасов нефти в пойменных областях 10 горизонта месторождения Жетыбай, что говорит о необходимости дальнейшего вовлечения в разработку.

Список использованной литературы

1. Д. Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва; 2001, с. 93.
2. Абасов М.Т. Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов. – Изв. АН Азерб. ССР, Серия наук о Земле, 1975, №1, с.5–14.
3. Arps, J.J. – Analysis of Decline Curves. AIME, 1945, 160. p.228–247.
4. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Миннефтепром. М., 1987.
5. Гомзиков В.К. Оценка конечной нефтеотдачи залежей Азербайджана. – Нефтегазовая геология и геофизика 1978. №1–2.
6. Guthrie R., Greenberger M. The Use of Multiple-correlation Analyses for Interpreting Petroleum-engineering Data. – Environmental Science, Drilling and Production Practice, 1955, Corpus ID: 56489176.
7. Benkő Z., Gombos Z., Szánthó I., Voll L. Венгерский журнал горного дела и металлургии, Нефть и газ. https://mandadb.hu/common/file-servlet/document/238742/default/doc_url/bklkoolajfoldg_1985_10sz.pdf.
8. Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М., Недра, 1994, 308 с.
9. Кочетов М.Н., Гомзиков В.К. Методика определения нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов по геолого-промысловым данным. – Тр. ВНИИ, 1968, Вып. LIV, с. 18–23.
10. Кончиц А.В. Оценка технологической величины коэффициента извлечения нефти месторождений нераспределенного фонда недр при переходе на новую классификацию запасов углеводородного сырья. – Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, т. 6, №4. http://www.ngtp.ru/rub/3/38_2011.pdf.
11. Wiskens L.M., Kelly R. Rapid Assessment of Potential Recovery Factor: A New Correlation Demonstrated on UK and USA Fields. – SPE134450.

ЖЕТІБАЙ КЕН ОРНЫНДА ДРЕНАЖДАЛМАҒАН МҰНАЙ ҚОРЛАРЫН ИГЕРУГЕ ТАРТУ

**Б.Б. Тлегенов, В.В. Шишкин, Б.Т. Туртаев, А.К. Ожикен,
Е.И. Кубекбаев, А.Б. Бакиева, С.О. Чернов, Д.С. Мачехин**

Мақалада шөгінді жиналуының геологиялық жағдайларын егжей-тегжейлі зерттеу жұмыстарының нәтижелері келтірілген, оның барысында қолданыстағы игеру жүйесімен қамтылмаған Ю-10 горизонтының қалдық қорлары анықталған.

Ұсынылып отырған жұмыс 2020 жылдың бірінші тоқсанында «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС және DeGolyer and MacNaughton мамандарымен бірлесіп Жетібай кен орнының 10 горизонтын игеру жүйесін жетілдіру және мұнайдың алынатын қалдық қорларын оқшаулауды зерттеу шеңберінде орындалды.

Түйін сөздер: тартылмаған қорлар, қорларды оқшаулау, геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігі, мұнай өндіруді ұлғайту әлеуеті.

DEVELOPMENT OF NONDRAINED OIL RESERVES AT THE ZHETYBAY FIELD

**B.B. Tlegenov, V.V. Shishkin, B.T. Turtaev, A.K. Ozhiken,
E.I. Kubekbaev, A.B. Bakieva, S.O. Chernov, D.S. Machekhin**

The article presents the results of a detailed study of the geological conditions of sedimentation that revealed significant residual reserves of the Yu-10 horizon, which had not been covered by the existing development system.

The presented work was carried out in the first quarter of 2020 jointly by specialists of KMG Engineering LLP and DeGolyer and MacNaughton during the study dedicated to localization of residual recoverable oil reserves and improvement of the development system of horizon 10 of the Zhetymbay field.

Key words: untapped reserves, localization of reserves, efficiency of geological and technical measures, potential for increasing oil production.

Информация об авторах

Тлегенов Бахыт Букенович – ведущий инженер службы по геологии и разработке, *b.tlegenov@niikmg.kz.*

Шишкин Владимир Владимирович – эксперт департамента нефтяного инжиниринга, *v.shishkin@niikmg.kz.*

Туртаев Болат Талгасулы – старший инженер службы по геологии и разработке, *b.turtayev@niikmg.kz.*

Ожикен Айбек Касымбекулы – старший инженер службы по моделированию, *a.ozhiken@niikmg.kz.*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Кубекбаев Ерлан Избергенович – ведущий инженер службы разработки месторождений ММГ, *kubekbayev_y@kaznipi.kz.*

Бакиева Алия Булатовна – ведущий инженер службы разработки месторождений ММГ, *bakiyeva_a@kaznipi.kz.*

филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, г. Актау, Казахстан

Чернов Станислав Олегович – технический консультант по разработке месторождений, *schernov@demac.com.*

Мачехин Дмитрий Сергеевич – технический консультант по разработке месторождений, *dmachekhin@demac.com.*

DeGolyer and MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.276.7

ПРИМЕНЕНИЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА ПРОБЛЕМНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Д.Х. Хасанов, М.А. Сихаев

На месторождении Узень основными причинами коррозии подземного оборудования являются высокая обводненность нефти и наличие в добываемой продукции кислых газов (H_2S и CO_2). Коррозия насосно-компрессорных труб приводит к преждевременной остановке скважин, аварийности и в результате уменьшению добычи нефти. В статье рассмотрена природа коррозионной среды, а также масштабы, причины и условия происхождения сероводородной и углекислотной коррозии. Приведены результаты лабораторных исследований образцов марки стали 25ХМФА после эксплуатации. В настоящее время обносится новый подход к решению проблемы коррозии путем проведения опытно-промышленного испытания насосно-компрессорных труб марки стали 25ХМФА, стойкой к коррозии.

Ключевые слова: коррозия подземного оборудования, межремонтный период скважины, агрессивная коррозионная среда, закачка сточной и морской воды, сульфатвосстанавливающие бактерии.

На месторождении Узень основными причинами отказов скважин является негерметичность насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), которая составляет более 20% от общего числа подземных ремонтов. К главной проблеме можно отнести влияние агрессивной коррозионной среды.

Коррозия подземного оборудования носит локальный (язвенный) характер разрушения. Наличие твердых (абразивных) частиц в добываемой обводненной нефти вызывает коррозию НКТ, приводящую к существенному утоньшению металла и сквозным разрушениям подвески.

По степени агрессивности действия на коррозионный процесс и разнообразию форм проявления сероводород – наиболее сильный из всех известных стимуляторов коррозии.

Месторождение Узень находится в разработке с 1965 г., и вскрытый глубоким бурением разрез представлен осадочными отложениями триасового, юрско-го, мелового и четвертичного возрастов. Юрские отложения, с которыми связана промышленная нефтегазоносность месторождения Узень, залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В процессе разведки месторождения Узень в юрской продуктивной толще было выделено 13 продуктивных горизонтов (с 13 по 25). Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении Узень служат песчаники и алевролиты [1].

Разработка месторождения Узень на протяжении всего периода осуществлялась с поддержанием пластового дав-

ления путем закачки в пласт различного характера вод: артезианских, морских, пресных и сточных. В начале разработка месторождения кратковременно осуществлялась с закачкой альбсеноманской воды, затем длительный период в пласты месторождения закачивалась в основном морская вода, частично – волжская. По мере естественного роста обводнения продукции скважин в пласты месторождения все в больших объемах закачивалась сточная вода, попутно добываемая вместе с нефтью [1].

Закачка сточной и морской воды, не прошедшей биохимической обработки, привела к появлению сульфатвосстанавливающих бактерий (далее – СВБ), железобактерий (далее – ЖБ), тионовых бактерий (далее – ТБ) и углеводородокисляющих бактерий (далее – УОБ). Существенным фактором, способствующим стимуляции сульфаторедукции на месторождении Узень, является закачка холодной морской воды, что привело к снижению температуры в призабойной зоне нагнетательных скважин с 80–100°C до 32–36°C и к формированию активного биоценоза СВБ [2].

СВБ представляют наибольшую коррозионную опасность среди бактерий. Характерной особенностью коррозии, происходящей в присутствии СВБ, является наличие на металлической поверхности отложений в виде темной корки и рыхлых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидроксидов железа. Следовательно, процесс сероводородной коррозии стали в водных растворах стимулируют не

только H_2S и HS^- (ион гидросульфид), но и продукты коррозии – сульфиды железа Fe_xS_y . Сульфид железа является эффективным катодом, т.е. обладает более положительным потенциалом, чем сталь. Это обычно приводит к образованию глубоких точечных поражений в виде питтингов, скорость образования которых растет во времени, и сквозная перфорация металла может возникнуть уже через несколько месяцев, о чем свидетельствуют низкие показатели межремонтного периода (далее – МРП) на месторождении Узень.

Все вышеперечисленные виды бактерий участвуют в жизнедеятельности СВБ или же самостоятельно выделяют агрессивные агенты, усиливающие сероводородную и общую коррозию. К наиболее значимым факторам для жизнедеятельности бактерий относятся условия обитания микроорганизмов: состав и степень минерализации вод, температура, pH среды. Минерализация среды оказывает существенное влияние на жизнедеятельность СВБ. СВБ встречаются только в тех водах, где значение катионного коэффициента, рассчитываемого по формуле $K = ([Ca^{2+}] + [Mg^{2+}]) / ([K^+] + [Na^+])$, не превышают значений 0,36–0,40 [3].

Катионный коэффициент $K < 0,4$, pH = 5–7, обводненность > 50%, закачка холодной сточной и морской воды и снижение температуры пласта до 30–40°C создают идеальные условия на месторождении Узень для развития группы бактерий.

Действие СВБ носит точечный характер, образуя дефекты НКТ в виде язвенной коррозии (до 5 мм/г.), особенно при малой скорости потока <2 м/с [4]. При более высокой скорости потока 2–8 м/с и наличии углекислоты (CO_2 до 240 мг/л), откладывается карбонатная пленка и удаляется потоком, образовывая новое локальное отложение, которое называется мейза-коррозия (до 45 мм/г.) [4].

Пластовые условия месторождения Узень включают повышенную концентрацию CO_2 , соответственно, одним из ведущих механизмов коррозии является углекислотная коррозия (продукт коррозии $FeCO_3$) [5].

На месторождении Узень в 2019 г. для борьбы с сероводородной и углекислотной коррозией начались опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) по применению НКТ марки стали 25ХМФА на 3 добывающих скважинах. ОПИ проводились с целью уменьшения количества отказов скважин и, соответственно, увеличения МРП.

Для осуществления ОПИ НКТ марки стали 25ХМФА в условиях месторождения Узень было принято решение выделить 3 зоны для спуска, где закачка в пласт осуществляется морской и сточной водой, а также с наибольшим и наименьшим содержанием сероводорода и углекислого газа в добываемой продукции. Немаловажным критерием для ОПИ были частые отказы скважин по причине коррозии и негерметичности НКТ подземного оборудования (табл. 1).

Таблица 1. Параметры скважин для ОПИ

№скв.	Фактические параметры до ОПИ					Дата начала ОПИ
	МРП, сут	Кол-во ПРС до ОПИ, ед.	Содержание CO_2 , %	Содержание H_2S , г/м ³	Содержание H_2S , ppm	
25**	43	8	2,569	1,61	1135,3	30.06.2019
83**	57	6	0,362	0,82	576,1	01.07.2019
23**	68	5	0,472	0,01	7,2	06.07.2019

После завершения ОПИ на скважине 25** были отобраны образцы НКТ для лабораторного исследования. Образцам была присвоена внутренняя маркировка Е9. По химическому составу фрагменты НКТ с маркировкой Е9 соответствуют требованиям ТУ 1308-006-96380705-2009 [6] для стали марки 25ХМФА. Трубы, согласно ТУ, были подвергнуты термической обработке, включающей закалку и отпуск. Механические свойства фрагмента труб с маркировками Е9 соответствуют требованиям ГОСТ 633-80 к группе прочности «К». Металл НКТ характеризуется высокими

значениями временного сопротивления, σ_B и предела текучести, σ_T . Сравнительный анализ твердости труб с маркировкой Е9 и с ТУ 1308-006-96380705-2009 свидетельствует о том, что твердость находится в рамках требований ТУ.

После визуального осмотра образца и очистки от нефтепродуктов каждый из фрагментов НКТ был разрезан на 2 продольных фрагмента практически равного размера. Муфта не имела каких-либо существенных поражений. В рамках данной работы она не подвергалась исследованию и в дальнейшем не рассматривалась.

В результате визуального осмотра внутренней поверхности фрагмента nipple'ного конца НКТ установлено следующее (рис. 1 и 2):

- сквозные повреждения резьбы nipple'я обусловлены образованием «канав». Глубина канавы превышает 2 мм, поэтому с учетом уменьшения толщины стенки трубы в области впадин резьбы nipple'я она привела к образованию сквозных отверстий;

- «канав» имеет неровные пологие берега. Она расширяется ближе к nipple'ному концу трубы, здесь её ширина составляет порядка 50 мм. Ширина остальной части канавы составляет около 40 мм. «Канав» внутри заполнена продуктами коррозии «рыжего» цвета толщиной менее 1 мм.

- остальная поверхность данного конца трубы имеет темно-коричневый цвет без коррозионных поражений с отдельными мелкими вкраплениями отложений «рыжего» цвета.



Рисунок 1. Вид внутренней поверхности НКТ на nipple'ном и муфтовом конце



Рисунок 2. Вид сечения внутренней поверхности НКТ (вблизи nipple'ного конца)

Результаты исследований фазового и химического состава продуктов коррозии

Исследование химического состава продуктов коррозии проводилось с помощью электронной микроскопии и энергодисперсионного анализатора.

При исследованиях поверхности слоя продуктов коррозии и отложений анализировались неповрежденные участки вну-

тренней стенки НКТ. Установлено, что слой продуктов коррозии и отложений представлен соединениями серы, кальция, кислорода, железа, хлора и натрия (рис. 3, табл. 2).

Фазовый состав отложений и продуктов коррозии проводился из того же участка, что и химический. Результаты рентгеноструктурного и рентгеноспектрального анализа схожи между собой. Продукты коррозии представлены карбонатом кальция, оксидами и сульфидами железа, а также хлоридом натрия.

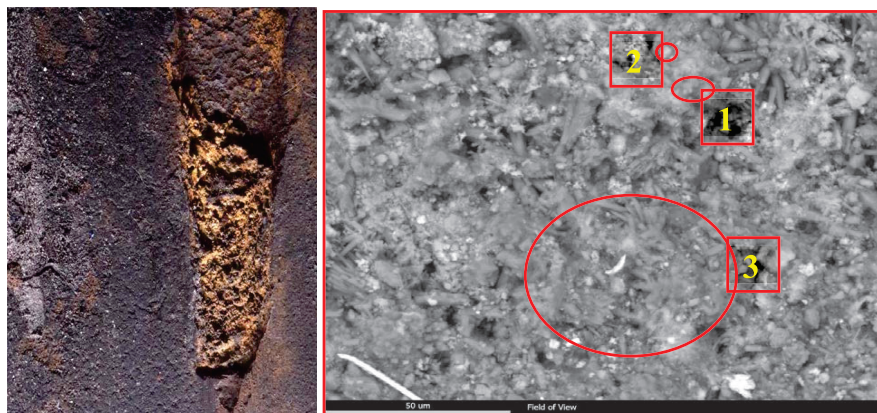


Рисунок 3. Вид на внутренней поверхности НКТ в сечении

Таблица 2. Химический состав продуктов коррозии

	Массовая концентрация элементов, %									
	C	O	Si	Ca	Fe	Sr	Na	S	Mg	Cl
Область 1	11,72	28,77	0,65	18,80	25,59	-	2,00	9,25	2,87	0,35
Область 2	9,35	29,15	-	11,18	39,72	0,86	2,08	4,26	1,61	1,80
Область 3	12,40	30,69	0,72	23,24	22,49	1,13	1,37	5,70	1,83	0,43

Дальнейшие исследования проводились в плоскости металлографических шлифов. На сечении неповрежденного участка внутренней поверхности трубы видно, что здесь сохранилась прокатная окалина, и в ней видны трещины, она начала разрушаться.

Участок сечения окалины в характеристическом рентгеновском излучении представлен на рис. 4. Видно, что на поверхности окалины присутствуют сульфиды железа в виде осадка. На границу раздела «металл – окалина» через трещины и несплошности в окалине проникли хлориды. В нижнем, прилегающем к металлу трубы, слое окалины видна повышенная концентрация хрома.

Внутри вырезки поперечного металлографического шлифа слой продуктов коррозии сохранился частично. Установлено, что

продукты коррозии представлены преимущественно сульфидами железа и карбонатами железа. Учитывая повышенное содержание хрома входящих в состав металла, на границе раздела «металл – продукты коррозии» под слоем сульфидов присутствует тонкая прослойка кислородсодержащих продуктов коррозии и хлоридов. Об этом также может косвенно свидетельствовать присутствие карбонатов кальция, выявленных рентгеноструктурным анализом фазового состава коррозионных отложений.

Результаты микробиологических исследований продуктов коррозии

Микробиологические исследования на наличие прикрепленных форм коррозионно-опасных бактерий нефтяного биоценоза образцов после эксплуатации проводились в соответствии с требованиями NACE

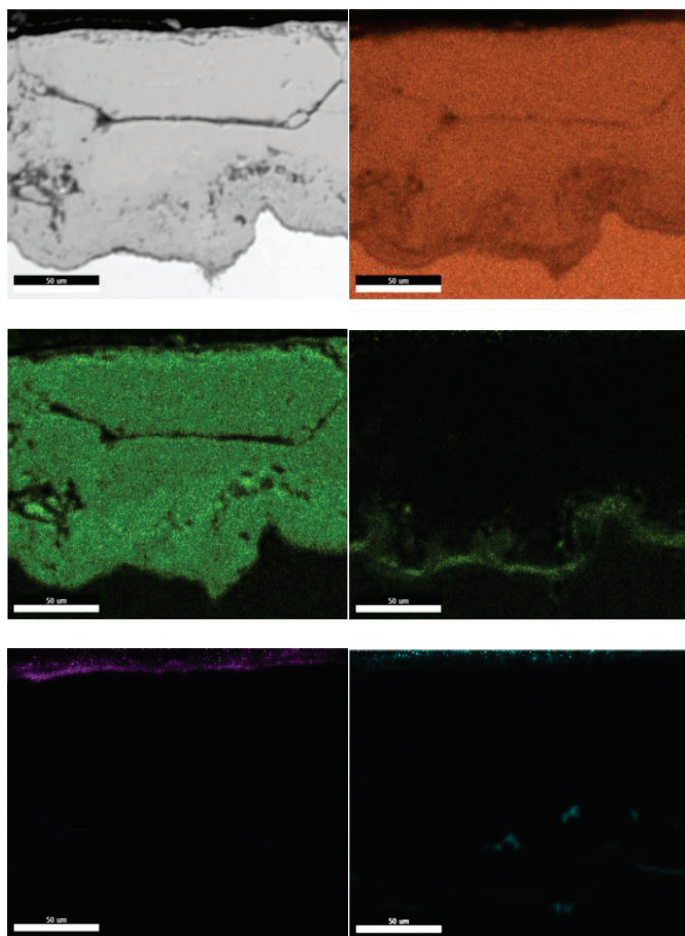


Рисунок 4. Сечение окалины в характеристическом рентгеновском излучении с неповрежденного участка

TM0194 [7], NACE TM0212 [8]. Соскобы были отобраны с внутренней поверхности образца маркировки E9. На внутренней поверхности образца E9 были обнаружены сухие коррозионные отложения чёрного и ржаво-коричневого цвета.

Соскобы коррозионных отложений были помещены в элективные питательные среды для качественного и количественного учёта коррозионно-опасных микроорганизмов нефтяного биоценоза, относящимся к группам СВБ, ТБ, УОБ и ЖБ.

В течение 28-дневного культивирования проб периодически проводился отбор культуральной жидкости для идентификации микроорганизмов с помощью светового микроскопа OLYMPUS CX41.

В отложениях на поверхности труб бактерии сохраняются длительное время и после демонтажа труб, многие бактерии в сухих коррозионных отложениях сохраняются годами, деятельность их приостанав-

ливается, но они не гибнут. При помещении отложений в питательные среды бактерии начинают развиваться именно с той активностью, которую имели в условиях эксплуатации труб.

Индекс биохимической активности всех обнаруженных групп бактерий максимальный и составляет 100% (проявление признаков жизнедеятельности бактерий в течение первых суток).

В промышленной среде бактерии встречаются в 2 формах: планктонной (свободно плавающей) и адгезированной (прикреплённой). Только бактерии прикреплённых форм образуют биоценоз. Биоценоз – это группа взаимосвязанных популяций организмов. В биоценозе продукты жизнедеятельности одних групп бактерий являются продуктами питания для других, поэтому бактерии в биоценозе не испытывают недостатка в питательных веществах.

Бактериальный биоценоз в процессе

Таблица 3. Результаты микробиологических исследований

Объект исследования, маркировка	Физиологическая группа микроорганизмов	СВБ	ТБ	УОБ	ЖБ
НКТ из скважины № 25**, Е9	Кол-во клеток в 1 г	10 ³	10 ²	10 ⁴	10 ²
	Индекс активности, %	100	100	100	100
	Микроскопия	Desulfotomaculum sp.	Thiobacillus sp.	Bacillus sp.	Thiobacillus sp.

своей жизнедеятельности выделяет такие опасные коррозионные агенты, как сероводород (СВБ), углекислый газ, органические кислоты (УОБ) и неорганические кислоты (ТБ). Бактериальная коррозия представляет собой биоэлектрохимический процесс, который провоцируют или ускоряют продукты жизнедеятельности бактерий.

Действие таких биоценозов может привести к растворению поверхности металла при условии наличия СВБ, высоких индексов биохимической активности бактерий и их большой численности.

Таким образом, деятельность биоценозов, обнаруженных в коррозионных отложениях с образца Е9, могла инициировать или многократно ускорить образование локальных коррозионных повреждений.

По окончании ОПИ был проведен анализ эффективности применения НКТ марки стали 25ХМФА, где учитывалось время эксплуатации скважин.

Скважина 25**, где высоко содержание сероводорода и углекислого газа, не отработала 180 сут, и тем самым ОПИ признан не успешным.

Скважина 83**, где значение сероводорода и углекислого газа среднее, отработала 180 сут, но эффект был достигнут за счет закачки химического реагента, который снижал содержание сероводорода.

Скважина 23**, где содержание сероводорода и углекислого газа низкое, отработала 180 сут.

По результатам анализа следует, что по 2 скважинам получен положительный эффект, но нужно учитывать, что содержание сероводорода и углекислого газа не высокое. Скважина 25** с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа показала отрицательный эффект.

В настоящее время на месторождении Узень вопросы по защите подземного оборудования приобретают особую значимость в связи с необходимостью борьбы с сероводородной и углекислотной коррозией. На основании результатов ОПИ внедрение НКТ марки стали 25ХМФА в зонах с повышенным значением кислых газов и в сильно искривленных скважинах не является целесообразным.

Список использованной литературы

1. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку месторождения Узень. – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, Актау, 2015.
2. Отчет «Подбор коррозионностойкого подземного оборудования в условиях месторождения АО «ОМГ» – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» КазНИПИмунайгаз, Актау, 2015.
3. Информационный отчет «PSL зонированию месторождений АО «Озенмунайгаз» и адресного применения футерованных насосно-компрессорных труб» – ТОО «КМГ Инжиниринг», Нур-Султан, 2019.
4. Papavinasam S. Corrosion control in the oil and gas industry. – Elsevier, chapter 6, 2014.
5. Информационный отчет «Исследование причин преждевременного разрушения НКТ при эксплуатации в добывающих скважинах Узеньского месторождения АО «Озенмунайгаз». – ИТ-Сервис, Самара, 2019.
6. Трубы бесшовные насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородо- и хладостойкие. – ТУ 1308-006-96380705-2009.
7. Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems. – NACE-TM0194-2014, 32 p.
8. Detection, testing and evaluation of microbiologically influenced corrosion on internal surfaces of pipelines. – NACE-TM0212-2018, 52 p.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ ПРОБЛЕМАЛЫ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДА ТОТТАНУҒА ТӘЗІМДІ СОҒҒЫ-КОМПРЕССОРЛЫҚ ҚҰБЫРЛАРДЫ ҚОЛДАНУ

Д.Х. Хасанов, М.А. Сихаев

Өзен кенорнындағы жер асты қондырғылары коррозиясының негізгі себептері – мұнайдың жоғары мөлшерде сулануы және өндірілетін өнімдерде қышқыл газдардың (H_2S және CO_2) болуы. Сораптық-компрессорлық құбырдың (СКҚ) коррозиясы ұңғымалардың мерзімінен бұрын тоқтауына, апат деңгейінің жоғарылауына және нәтижесінде мұнай өндірісінің төмендеуіне әкеледі. Мақалада коррозиялық ортаның табиғаты, сонымен қатар күкірт сутегі мен көмірқышқыл газының коррозиясының мөлшері, себептері мен пайда болу шарттары қарастырылады. Пайдаланудан кейінгі болаттың 25ХМФА маркасының үлгілеріне зертханалық зерттеу нәтижелері келтірілген. Қазіргі уақытта коррозия мәселесін шешудің жаңа тәсілі – коррозияға төзімді 25ХМФА маркалы болат СКҚ тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақ арқылы негізделуде.

Түйінді сөздер: жерасты жабдықтарының коррозиясы, ұңғыманың жөндеу аралық мерзімі, агрессивті коррозиялық орта, ағынды сулар мен теңіз суын айдау, сульфатты төмендететін бактериялар.

APPLICATION OF CORROSION-RESISTANT TUBES ON PROBLEMATIC PRODUCING WELLS OF THE UZEN FIELD

D. Khassanov, M. Sikhayev

In the Uzen field, the main causes of corrosion of underground equipment are the high water cut and the presence of acidic gases (H_2S and CO_2) in the produced fluid. Corrosion of tubing leads to premature shutdown of wells, accidents and, as a result, reduction of oil production. The paper discusses the nature of the corrosive environment, as well as the extent, causes and conditions of the origin of hydrogen sulfide and carbon dioxide corrosion. Results of laboratory studies of samples of steel grade 25 ChMFA after operation are given. A new approach to the problem of corrosion is being justified by conducting a pilot-industrial test of 25 ChMFA corrosion-resistant steel tubing.

Key words: Corrosion of underground equipment, inter-repair period of the well, aggressive corrosion environment, injection of waste and seawater, sulphate reducing bacteria.

Информация об авторах

Хасанов Дәурен Хасанұлы – инженер департаменты техника және технологияны добычи нефти, khassanov_d@kaznipi.kz.

Сихаев Максат Аразбекович – ведущий инженер департаменты техника және технологияны добычи нефти, sikhayev_m@kaznipi.kz.

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

УДК 622.276.7

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ИЗ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС

М.С. Утепов, О.К. Сарбопеев

В работе представлен анализ всех ремонтно-изоляционных работ, проводимых в течение последних 10 лет на месторождении Каламкас, проведено сравнение использованных реагентов для ограничения водопритока, и на основе анализа даны рекомендации по повышению эффективности ремонтно-изоляционных работ на месторождении Каламкас.

Ключевые слова: ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционные работы, опытно-промышленные испытания, тампонажные работы, изоляция водопритока, полимерные композиции.

Введение

На месторождении Каламкас проблема повышения эффективности и качества водоизоляционных работ при строительстве и эксплуатации скважин является важной задачей, от решения которой в значительной степени зависит повышение нефтеотдачи пластов.

В этой связи проблема создания наукоемких и высокоэффективных технологий ограничения водопритоков к скважинам весьма актуальна, и от её решения во многом зависят текущие и конечные технико-экономические показатели разработки месторождений.

При проведении ремонтно-изоляционных работ (далее – РИР) применяются такие технологии, как отсекаание водоносного горизонта с помощью установки цементного моста, ликвидации межколонных проявлений с помощью тампонирувания полимерно-цементными составами колонного пространства скважины, изоляция водопритока в добывающих и выравнивание профиля притока в нагнетательных скважинах и др.

РИР скважин проводят в случаях, когда необходимо:

- обеспечить изоляцию продуктивных объектов от вод;
- создать цементный стакан на забое скважины или цементный мост в колонне;
- перекрыть фильтр при переводе скважины на выше- или нижезалегающий горизонт;
- создать цементный пояс в призабойной зоне скважины для надежной изоляции;
- перекрыть дефекты в эксплуатационной колонне;

- изолировать продуктивные горизонты друг от друга в интервале спуска эксплуатационной колонны или хвостовика при зарезке и бурении второго ствола;

- закрепить призабойную зону скважины с целью уменьшения пробкообразования.

Для решения данных задач применяются как уже широко апробированные технологии (закачка гелеобразующих составов, гелевых систем на основе кремний-органических соединений, вязкоупругих систем), так и перспективные: пеноцементная заливка, закачка углеводородных жидкостей высокой вязкости, использование разбуриваемых пакеров (ритейнер).

Основное требование к технологии – обеспечение закачки рабочих растворов изоляционного агента в скважину и продавливание в изолируемый интервал. Это достигается за счет исключения из технологии условий и операций, способствующих разбавлению рабочих растворов, а также в результате заполнения скважины однородной по плотности жидкости; применения рабочих растворов плотностью большей, чем плотность жидкости, заполняющей скважину; использования разбуриваемых пакеров.

Основная часть

На месторождении Каламкас с целью изоляции водопритоков в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных применяется технология закачки вязкоупругого состава (далее – ВУС).

ВУС представляет собой «сшитый» ацетатом хрома полиакриламид. В результате закачки ВУС через скважину в пласте образуется гель с очень высокой вязкостью и низкой подвижностью. Механизм техно-

логии воздействия на пласт с помощью ВУС состоит в изоляции наиболее проницаемых, обводнившихся пропластков или трещин с целью увеличения охвата невыработанных зон продуктивного пласта вытесняющим агентом (закачиваемой водой) и ограничения водопритока [1].

На основании промыслового материала были определены обобщенные критерии выбора скважин для закачки ВУС:

- качество контакта (сцепления) цементного кольца с обсадной колонной и пластом выше интервала перфорации – хорошее, сплошное;
- отсутствие нарушений в эксплуатационной колонне (далее – НЭК);
- наличие невыработанных запасов нефти;
- текущий дебит по жидкости – не менее 20 м³/сут;
- приемистость – не менее 100 м³/сут;
- текущая обводненность – более 90%;
- пористость – более 27%.

Технология закачки ВУС на месторождении Каламкас предусматривала обработку нагнетательных скважин и обрабатываемых добывающих скважин с целью перераспределения фильтрационных потоков и ограничения движения воды по высокопроницаемым зонам.

Следует отметить, что добывающие скважины обрабатывались через 2–3 сут после того, как была проведена обработка нагнетательной скважины.

Анализ эффективности закачки ВУС проведен по 5 ячейкам, т.е. по 5 нагнетательным и 18 добывающим скважинам, гидродинамическим связанным с обработанными нагнетательными скважинами.

Эффективность добывающих скважин оценивалась по снижению обводненности добываемой продукции и увеличению дополнительной добычи нефти.

Технологическая характеристика реагирующих скважин до и после проведения ВУС представлена в табл. 1.

Таблица 1. Технологическая характеристика скважин до и после проведения ВУС

№	№ нагн. скв.	№	№ доб. скв.	До закачки ВУС			После закачки					Отраб. вр. с нач. закачки ВУС, сут	Доп. доб. нефти, т
				Жид. т/с	Жнеф. т/с	Обв. %	Жид. т/с	Жнеф. т/с	Обв. %	Отр. время, сут	Прирост нефти, т		
1	31**	1	34**	29,58	1,30	95,61	Уход в Б/Д 31.07.2010 г.					27	43,49
		2	35**	56,83	2,28	95,99	С 01.11.2010 г. считается в ПФП					91	73,63
2	31**	1	35**	75,23	1,30	98,27	74,11	5,99	91,90	31	4,69	165	782,26
		2	35**	53,00	3,80	92,83	67,05	1,93	97,10	31	-1,87	163	-163,98
		3	35**	20,37	2,23	89,05	19,08	3,33	82,50	31	1,10	157	39,12
3	24**	1	14**	21,50	0,78	96,37	22,20	1,97	91,10	31	1,19	134	111,14
		2	24**	45,00	2,10	95,33	53,58	2,71	94,90	31	0,61	135	11,02
		3	33**	56,80	2,60	95,42	64,47	2,81	95,60	31	0,21	135	47,42
		4	34**	11,90	0,20	98,32	12,62	1,31	89,60	31	1,11	89	57,37
4	63*	1	40*	53,30	3,70	93,06	57,48	3,78	93,40	31	0,08	133	-173,15
		2	40*	25,70	1,20	95,33	40,15	3,56	91,10	6	2,36	103	326,02
		3	40*	33,20	1,50	95,48	35,51	1,55	95,60	31	0,05	130	-0,68
		4	44**	21,40	1,20	94,39	27,82	1,63	94,10	31	0,43	131	-3,26
5	20**	1	14**	30,10	1,10	96,35	34,21	2,00	94,10	31	0,90	125	98,61
		2	24**	38,70	1,20	96,90	38,08	3,07	91,90	31	1,87	126	210,54
		3	33**	61,50	0,90	98,54	61,75	4,05	93,40	31	3,15	128	399,14
		4	33**	36,20	2,50	93,09	11,66	0,94	91,90	31	-1,56	129	-226,16
		5	43**	19,30	0,90	95,34	25,74	1,30	94,90	31	0,40	129	94,38
		ИТОГО:				38,3	1,7	95	40,3	2,6	93	-	0,92

Анализ эффективности проведенных работ показал, что технология является эффективной – получено снижение обводнённой продукции скважин в среднем на 2 % и незначительное увеличение добычи нефти в среднем на 0,9 т/сут.

В зависимости от характера поступления воды в скважину, ремонтно-изоляционные работы на месторождении Каламкас проводятся по различным технологическим схемам, с использованием цемента в качестве тампонажного материала.

Таблица 2. Анализ РИР в добывающих скважинах за период 2012–2014 гг.

№	№ скв.	Причина РИР	Проводимые мероприятия	Параметры РИР			
				до		после	
				Qн т/сут	Обв %	Qн т/сут	Обв %
1	2	3	4	5	6	7	8
2010 г.							
1	8*	Ликвидация НЭК	Произвели РИР по ликвидации нарушений	1,3	99	3,1	95
	70*			1	94	0,8	94
	23**			3,1	94	3	89
	23**			0,9	97	2	87
	23**			1,3	96	3,1	92
	34**			0,4	97	0,4	93
Σ 6		Среднее		1,3	96	2,1	92
2	25**	Ликвидация межколонных проявлений	Заливка цементным раствором через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного моста	2,5	92	2,5	91
Σ 7		Среднее		1,9	94	2,3	92
2011 г.							
3	70*	Возврат на другой горизонт	Установка цементного моста	1,8	93	5	87
	35**			2,2	94	3	94
	57**			0,8	94	1,2	89
Σ 3		Среднее		1,6	93	3,1	90
4	55**	Авария при ПРС*	Ликвидация аварии с проведением РИР	7	97	4,2	97
	36*	Ликвидация деформации колонны	Заливка цементным раствором через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного стакана	2,6	93	0,6	67
	71*			3,9	81	13	89
	43**			3,4	94	3,4	94
Σ 4		Среднее		4,2	89	5,6	83

5	12**	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	Установка цементного моста ниже интервала нарушения, закачка композиции на основе полимера	0,1	99	5,2	75
	22**			1	97	5,1	87
	26**			6	89	4,4	92
	32**			3,4	92	3	94
∑4		Среднее		2,6	94	4,4	87
∑11		Среднее		9,2	90	6,6	82
2012 г.							
6	12**	Возврат на другой горизонт	Установка цементного моста	0	98	4,1	66
	33**			2	81	3,9	79
	42**			2	94	2,8	77
∑ 3		Среднее		2	91	3,6	78
7	35**	Изоляция обводненного интервала		3,9	91	4,6	87
	34**			1,3	98	6,9	84
	57**			1,5	97	38,2	55
∑ 3		Среднее		2,3	95	16,6	75
8	21**	Ликвидация деформации колонны	Заливка цементным раствором через дефект в колонне с последующим разбуриванием цементного стакана	3,1	92	2,2	90
9	12**	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	Установка цементного моста ниже интервала нарушения, закачка композиции на основе полимера	0,3	98	1,4	69
	12**			0,1	87	2,2	92
	34**			3,4	95	3,7	94
	35**			6,4	92	3,4	92
	35**			0,7	95	0,8	94
	43**			4,1	85	4,7	87
	51**			0,4	96	9,5	90
∑8		Среднее		2,3	92	3,7	88
∑15		Среднее		2,3	91,6	3,7	82
2013 г.							
10	57**	Изоляция обводненного интервала	Произвели РИР обводненного интервала 880–886 м	3,1	81,5	4,1	67
11	16**	Ликвидация межколонных проявлений	Произвели РИР по ликвидации межколонных проявлений	5,1	79	5,5	66,5
∑2		Среднее		4,1	80,2	4,8	66,89

2014 г.							
12	14*	Ликвидация НЭК	Произвели РИР в интервале 747–748 м	12,2	84,4	4,3	91
	15*		Произвели РИР в интервалах 751,6–754 м, 787,5–795 м, 820–827,4 м	7	89,9	11,7	81
	38*		Произвели РИР по ликвидации НЭК	4,6	95	4	90
	16**		Произвели РИР по ликвидации НЭК	5,9	95,3	0,4	99,4
	43**		Произвели РИР по ликвидации НЭК в интервале 787,4–789 м	3	90,4	3,7	88,5
	27**		Произвели РИР по ликвидации НЭК в интервалах 796,8–809,2 м с применением технологии ООО «СИТЕК-ЦЕНТР»	3,6	91,7	5,2	89,9
	44**		Произвели РИР	3,4	94,1	9,3	81,9
	43**		Произвели РИР по ликвидации НЭК в интервалах 759–760 м, 766–767 м, 768,8–771 м	5,9	95,3	0,4	99,4
∑8		Среднее		5,7	92	4,9	90
13	15*	Ликвидация межколонных проявлений	Произвели РИР по ликвидации межколонных проявлений	20	72	19	73
	42**			16,2	87	4,7	86
	33**			3,6	91,7	5,2	89,9
∑3		Среднее		13,2	83,6	9,6	82,9
ИТОГО:				4	91	5,2	84

Как показывают представленные данные, положительный результат получен почти от всех видов работ. Прирост добычи нефти в среднем составил 1,2 т/сут, обводненность в среднем снизилась на 7%.

Представлен пример технологических параметров скважины 51** до и после РИР на рис. 1.

В скважине 51** 01.07.2012 г. для устранения негерметичности эксплуатационной колонны проведены РИР закачкой композиции на основе полимера. В результате проведения работ обводненность снизилась с 96 до 90%, получен прирост дебита нефти в среднем 1,4 т/сут.

Следует отметить, что для РИР используют тампонажный портландцемент, который имеет ряд недостатков, в частности, сравнительно низкую проникающую способность раствора в пласт из-за большого размера зерен цемента и низкую адгезию к металлу. При всей своей прочности цементный камень под действием растягивающих напряжений растрескивается, отходит от стенок скважины – нарушается сплошность барьера и снижается эффективность изоляционных работ. При повышенных депрессиях цементный камень испытывает значительные нагрузки. Это объясняет крайне низкую эффективность

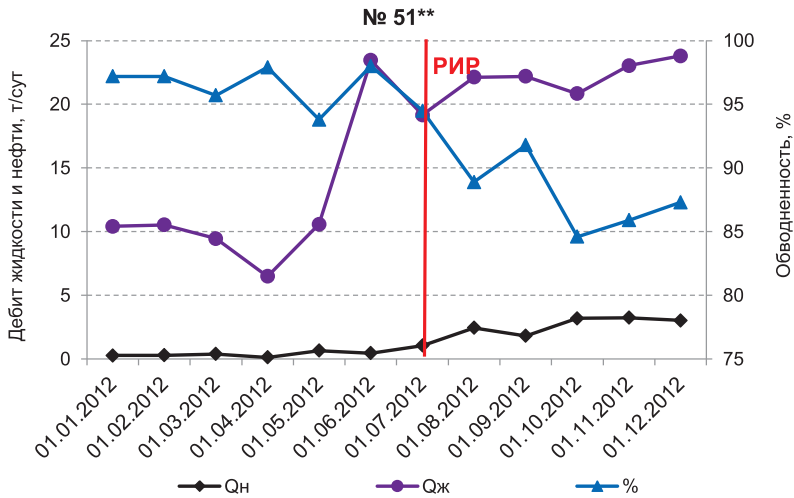


Рисунок 1. Технологические параметры работы скважины 51 до и после РИР**

водоизоляционных работ с использованием цемента как традиционного тампонажного материала.

По этой причине при создании водоизоляционных экранов целесообразно применять более эластичные, хотя и менее прочные, чем цементный камень, материалы. Такие материалы обладают хорошей фильтруемостью, равномерно заполняют поровое пространство. Находящийся в поровом пространстве материал испытывает лишь напряжения сдвига, регулируемые толщиной экрана [2].

С целью поиска эффективных методов для ликвидации водопритоков в 2013 г. на месторождении проводились опытно-промысловые испытания технологии ООО «СИНТЭК-Центр» на 2 скважинах: 395 и 3263.

Технология проведения работ РИР предусматривает включение в состав тампонажной композиции полимерной добавки РП «Монолит», применяемой для ликвидации негерметичности колонн, отключения обводнившихся пластов. Результаты работ представлены в таблицах.

Таблица 3. Анализ РИР в добывающих скважинах по технологии СИНТЭК

№	№ скв.	Дата РИР	Причина РИР	Проводимые мероприятия	Параметры РИР			
					до		после	
					Qн, т/сут	Обв, %	Qн, т/сут	Обв, %
1	395	05.03.13	Нарушение эксп. колонны в инт. 599–601 м, 608–613 м, 688–689 м	Рассмотрев свои возможности ООО «СИНТЭК-Центр» отказались от проведения дальнейших работ, связи с большим интервалом нарушения экс. колонны. Результат работ – отрицательный.				
2	3263	14.03.13	Нарушение эксп. колонны 775–777 м	Установка цементного моста ниже интервала нарушения, закачка композиции на основе РП «Монолит»	1,9	95,6	2,7	87,6

Как показывают данные, представленные в таблице, на скважине 395 результаты закачки не дали положительный результат в связи с большим нарушением эксплуатационной колонны, на скважине 3263 в результате проведенных работ получены снижение обводненности на 8% и прирост добычи нефти 0,8 т/сут.

На месторождении в 2017 г. в скважинах № 1324 и 2587 при проведении РИР для ликвидации НЭК проведены ОПИ реагента «Реаком». Это – полимерный реагент на основе кислот акрилового ряда, который производится по оригинальной технологии и имеет в химическом составе

более широкий, по сравнению с аналогами, спектр функциональных групп в макромолекуле при минимальной разветвленности цепи, следовательно, обладает более высокой адсорбционной и коагулирующей активностью, что способствует формированию прочного водоизолирующего экрана. В пластовых условиях образуется термостойкий резиноподобный осадок в виде клейкой полимерной массы, обладающей хорошей адгезией к коллектору и цементному камню, стойкой по отношению к размыву минерализованными водами.

Результаты применения представлены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты проведенных ОПИ реагента «Реаком»

№ скв.	Интервал перфорации, м	Сведения о НЭК		Тампонирующий материал		Дата ремонта	Примечание
		Интервал нарушения, м	Приемистость/давление, м ³ /сут/МПа	Название	Объем, м ³		
13**	810–815	674–675,4	576/4,0	РЕАКОМ+цемент	6,0+2,4	20.05.2017–04.06.2017	Опрессовка на 6 МПа негерметично
	819–823	674–675,4	166/6,0	Цемент	2,4		Опрессовка на 6 МПа герметично
		807,4–809,4		изоляция не проводили			
25**	850–857,5	802–803	366/5,0	РЕАКОМ+цемент	1,0+2,4	04.06.2017–17.06.2017	Опрессовка на 6 МПа герметично

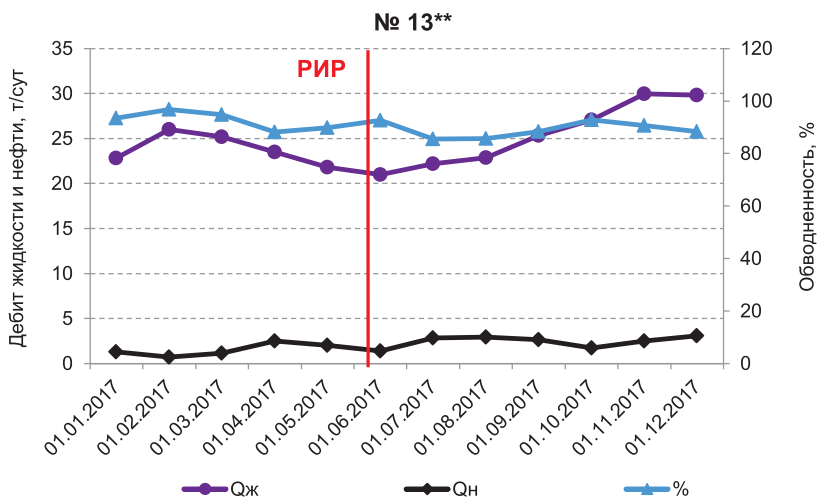


Рисунок 2. Технологические параметры работы скважины 13** до и после РИР

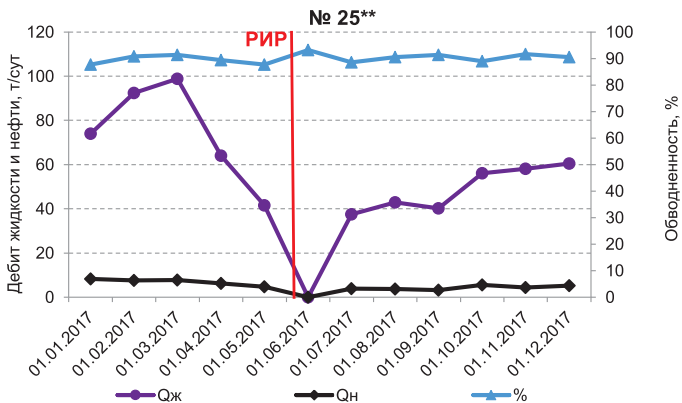


Рисунок 3. Технологические параметры работы скважины 25 до и после РИР**

В скважинах 13** и 25** РИР проведены 04.06.2017 г. закачкой композиции на основе полимера по причине устранения негерметичности эксплуатационной колонны. В результате проведения работ обводненность в скважине 13** снизилась в среднем с 91 до 86 %, получен прирост добычи нефти в среднем 1 т/сут.

На основании вышеизложенного следует сказать, что для качественного выполнения РИР – изоляции водопритоков,

ликвидации межколонных давлений, восстановления герметичности эксплуатационных колонн и цементного камня – используются изоляционные материалы, способные изменять физико-химические и реологические свойства в процессе технологической операции [2].

Представлены применяемые реагенты в условиях, аналогичных месторождению Каламкас, в зависимости от решаемых задач по водоизоляции в табл. 5.

Таблица 5. Реагенты для проведения различных видов РИР

Название РИР	Название реагентов
Установка блок-экранов для снижения скорости подъема ВНК*	ВУС, СГС**, кремнийорганический состав
Ликвидация заколонных перетоков воды из нижележащих пластов путем восстановления герметичности цементного кольца	СНПХ-8345 (на основе смол), тампонажная композиция на основе «АЛДИНОЛ ГК», ВУС + цемент
Устранение негерметичности колонн в различных гидродинамических условиях интервалов нарушения	Композиции на основе синтетических смол ТОТАЛ, СТАТОЛИТ, СОФИТ, СНПХ, набухающий полиакриламид.
Отключение отдельных обводненных высокопроницаемых интервалов пласта	ВУС, СГС, кремнийорганический состав

*ВНК – водонефтяной контакт

**СГС – силикатные гелеобразующие системы

Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи нефти необходимо вести поиск новых составов и технологий.

Выводы

На месторождении с целью изоляции водопритоков в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах применялась технология закачки в скважину ВУС. Технология является эффективной: получено снижение обводнённой продукции скважин в среднем на 2 % и незначительное увели-

чение добычи нефти в среднем на 0,9 т/сут.

Проводились ОПИ реагентов «Синтек» и «Реаком» в качестве технологической добавки в тампонажный раствор. Успешность работ составила 98%.

Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтегазовых месторождениях Казахстана показывает, что при правильном подборе объектов и технологий, а также при соблюдении технологического режима закачки тампонажного материала в скважины успешность работ достигает 80–90%.

Необходимо вести поиск и активно внедрять новые составы и технологии.

Список использованной литературы

1. Повышение эффективности РИР для ограничения водопритока из пластов с использованием новых технологий на месторождении Каламкас, Филиал ТОО «НИИ ТДБ КМГ» «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, 2019 г.
2. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – Изд. Недра, М., 1981, 237 с.

ҚАЛАМҚАС КЕНОРНЫНДА ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ АРҚЫЛЫ ҚАБАТ СУЛАРЫН ШЕКТЕУ ЖӘНЕ ЖӨНДЕУ-ОҚШАУЛАУ ЖҰМЫСТАРЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ

М.С. Утепов, О.Қ. Сарбопеев

Қаламкас кен орнында ұңғымаларды пайдалану кезінде бұрандалы қосылыстардың коррозиясы және басқа ақаулар, өндірілген өнімнің су кесіндісінің ұлғаюы және цемент тасының тұтастығының бұзылуы, қабат аралық мұнай мен су ағындарының пайда болуымен сипатталады.

Мұнай өндіруді ұлғайтуға бағытталған шаралардың ішінде ұңғымалардағы жөндеу және оқшаулау жұмыстарына маңызды орын беріледі. Жөндеу және оқшаулау жұмыстарының көлемі үнемі артып келеді, бұл Қаламкас кенорнын игеру жүйесінің ерекшелігімен тусіндіріледі.

Түйінді сөздер: су ағынын шектеу, жөндеу және оқшаулау жұмыстары, су ағынын оқшаулау жұмыстары, тәжірибелік-өндірістік сынақтар, тампонаждау жұмыстары, су ағынын оқшаулау, полимерлі композициялар.

IMPROVEMENT OF THE EFFICIENCY OF REPAIR AND INSULATION WORKS TO LIMIT WATER PRODUCT FROM RESERVOIR, USING NEW TECHNOLOGIES IN KALAMKAS OILFIELD

M.S. Uteпов, O.K. Sarbopeev

The paper presents an analysis of all repair and insulation works (squeeze jobs) carried out over the past 10 years at the Kalamkas field. The authors performed a comparison of the reagents used to limit water inflow, and based on the analysis prepared recommendations to improve the efficiency of repair and insulation works at the Kalamkas field.

Key words: limitation of water inflow, repair and insulation works, squeeze jobs, waterproofing works, pilot testing, plugging works, isolation of water inflow, polymer compositions.

Информация об авторах

Утепов Мақсат Сейлханұлы – инженер департамента по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, *uteпов_m@kaznipi.kz*.

Сарбопеев Орак Куангалиевич – заместитель директора филиала по производству, *sarbopeev_o@kaznipi.kz*.

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

УДК 550.822

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

А.Ж. Наукенов, А.Е. Мусаханов, А.У. Джакиева, К.Б. Ашимов, К.А. Сарбаев, П.С. Романенко, А.А. Жансеркеева

Одно из направлений увеличения коэффициента нефтеизвлечения, эффективной разработки невовлеченных запасов, а также поддержания текущей добычи – это бурение горизонтальных скважин. Были рассмотрены и проанализированы все месторождения АО «Эмбаунайгаз», по которым существуют постоянно действующие геолого-гидродинамические модели, на которых подобраны и просчитаны местоположения проектных горизонтальных скважин.

В данной работе определены необходимые условия для повышения эффективности горизонтального бурения, проведены оптимизация длины горизонтальной секции, анализ участков заложения, экспертиза секторных гидродинамических моделей, факторный анализ фактических дебитов и анализ текущей работы глубинно-насосного оборудования, проанализированы изменения физико-химических свойств, энергетическое состояние зон горизонтальных скважин.

Ключевые слова: горизонтальное бурение, геонавигация, продуктивный горизонт.

Введение

На сегодняшний день на месторождениях Гран, В. Молдабек, Актобе, Жанаталап, Забурунье, С. Балгимбаев и Ю-3. Камышитовое успешно пробурены все плановые 9 горизонтальных скважин (далее – ГС).

Определены следующие критерии для заложения ГС:

- водоплавающие залежи (низкий охват разработки пласта вертикальными скважинами ввиду конусообразования и плохого качества сцепления цемента);
- маломощные, не вовлеченные в разработку пласты (как правило, маломощные пласты не вовлечены в разработку действующими вертикальными скважинами ввиду низкого дебита или работы совместно с основными высокопроницаемыми пластами);
- высоковязкие объекты (в высоковязких пластах закачиваемая вода прорывается к забою добывающих скважин по подошве коллектора, тем самым обводняя продукцию скважины).

Применение ГС значительно увеличивает площадь дренирования, коэффициент проводимости, а также снижает вероятность прорыва подошвенной воды по заколонному пространству.

Геолого-промысловый анализ 5 пробуренных ГС в 2019 г.

Проведен анализ эффективности горизонтального бурения по 5 скважинам ЭМГ, пробуренным в пределах месторождений В. Уаз, С. Нуржанов, В. Молдабек и С. Балгимбаев в 2019 г.

На основе результатов геолого-геофизических материалов скважин и геологических моделей проанализировано геологическое строение продуктивных целевых объектов триасового, среднеюрского и нижнемелового возраста, расположенных в пределах юга, юго-запада и юго-востока Прикаспийской впадины. В тектоническом отношении все месторождения приурочены к солянокупольным структурам и характеризуются сложным геологическим строением [1].

Дополнительно проанализированы результаты данных сейсморазведки по месторождениям В. Уаз, С. Нуржанов, В. Молдабек, проведен анализ сейсмических атрибутов.

По итогам работ определены необходимые условия для повышения эффективности горизонтального бурения на месторождениях ЭМГ, что позволит потенциально повысить входные дебиты ГС, оптимизировать длину горизонтальной секции и в конечном счете повысить нефтеотдачу пластов (при совместной разработке нескольких горизонтов, для пластов с неоднородным литолого-фациальным строением, для пластов с мощностью менее 5 м, для запасов, расположенных в водонефтяной зоне) (рис. 1).

По итогам анализа эксплуатационных характеристик дебиты нефти ГСкратно выше по сравнению с вертикальными скважинами

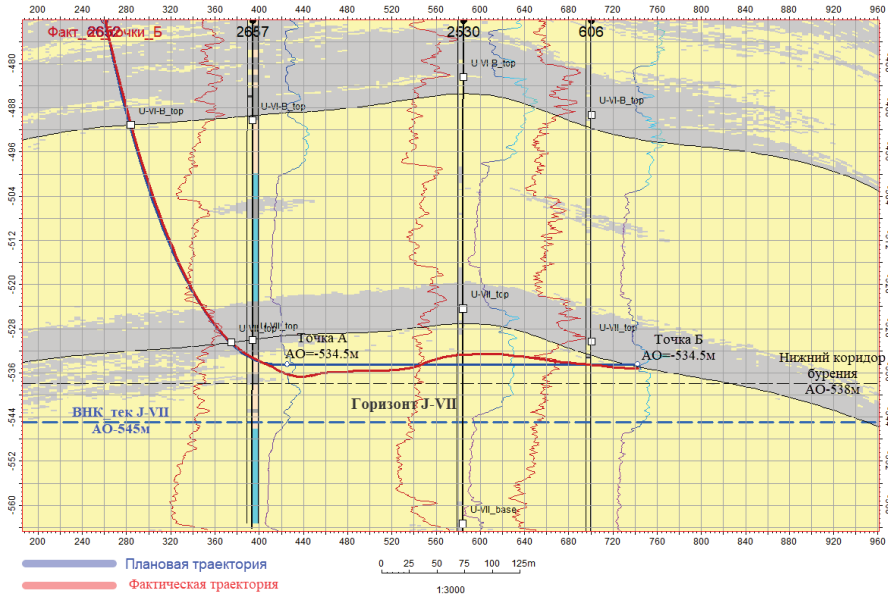


Рисунок 1. Геологический разрез по кубу литологии вдоль траектории скв. 2652, В. Молдабек

По 3 скважинам доля вскрытия коллектора превысила 80% (рис. 2). По скважине NRG_0805 (С. Нуржанов) проведен многостадийный гидравлический разрыв пласта, скважина в эксплуатацию не введена по технологическим причинам. Не-

обходимо проводить дальнейший мониторинг [2].

Добычные характеристики пластов в первую очередь определяются фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС), что контролирует входные дебиты по ГС (рис. 3).

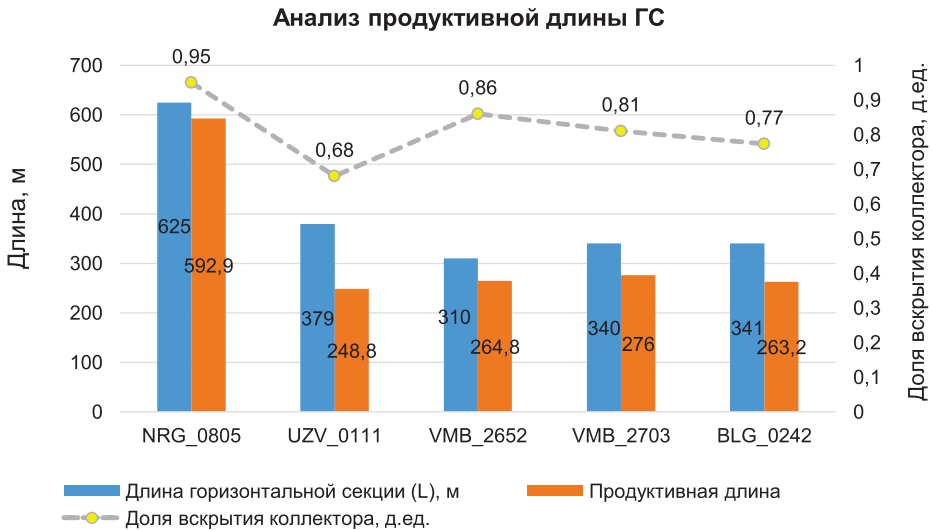


Рисунок 2. Доля вскрытия коллектора и длина ГС

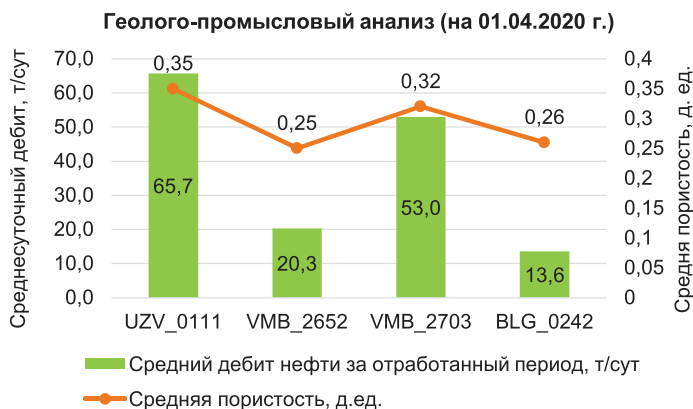


Рисунок 3. Сопоставление средней пористости и среднесуточного дебита по нефти для ГС

По итогам анализа геологических условий проводки скважин следует отметить, что районы заложения скважин подобраны с учетом высоких остаточных извлекаемых запасов нефти. Для всех 5 скважин выполнен оптимальный комплекс геофизических исследований (далее – ГИС).

По материалам каротажа во время бурения (далее – LWD) для наклонной и горизонтальной секций, включающих исходные данные и результаты интерпретации, проведено сопоставление разрезов ГС с их ближайшим окружением [3, 4]. Определены параметры коллекторов: пористость, насыщенность, эффективная мощность по замеренной и абсолютной глубинам. Оценена доля коллектора в интервале, вскрытом горизонтальной секцией скважин. Доля коллектора рассчитывалась как отношение суммарной мощности продуктивных пропластков, выделенных в горизонтальной части скважины, к общей мощности, вскрытой горизонтальным стволом (от точки А до забоя, определенного по каротажным данным).

В связи с тем, что дебиты горизонтальных скважин существенно зависят от продуктивной длины горизонтального участка и ФЕС вскрываемых целевых объектов, необходимо при планировании горизонтального бурения выполнять следующие условия:

Необходимо обосновать ограниченный или расширенный комплекс ГИС во время бурения (LWD), методику интерпретации ГИС в зависимости от сложности геологических условий (при блочном тектоническом строении, высокой расчлененности пласта > 3 и песчаности < 60%, стратиграфической мощности < 5 м).

Необходимо повышать качество геолого-гидродинамических моделей в соответствии со Стандартом ТОО «КМГ Инжиниринг» [5] и их фактическое, а не формальное, использование при оптимизации/обосновании длины ГС и прогнозе дебитов горизонтальных скважин.

При планировании горизонтального бурения в объектах с высокой латеральной неоднородностью необходимо учитывать литолого-фациальный фактор при построении геологических моделей.

Проводить экспертизу секторных геологических моделей, используемых для сопровождения горизонтального бурения.

При геологическом сопровождении бурения необходимо использовать процедуры принятия решений по изменению и корректировке траектории ГС в режиме реального времени.

Геолого-промысловый анализ 9 проектных горизонтальных скважин в 2020 г.

На основе результатов горизонтального бурения по ЭМГ за 2019 г., анализа геологических моделей месторождений, данных ГИС, сейсмоки были детально рассмотрены геолого-геофизические условия заложения проектных ГС, определены геологические риски и неопределенности.

Скважины спроектированы на участках залежей с промышленными запасами (категории А, В, С1). Прогнозные средние дебиты нефти взяты по данным ЭМГ из ковра бурения. При расчете дебитов геолого-гидродинамические модели не использовались. На рис. 4 показано ранжирование дебитов проектных ГС в зависимости от длины горизонтальной части ствола скважины.

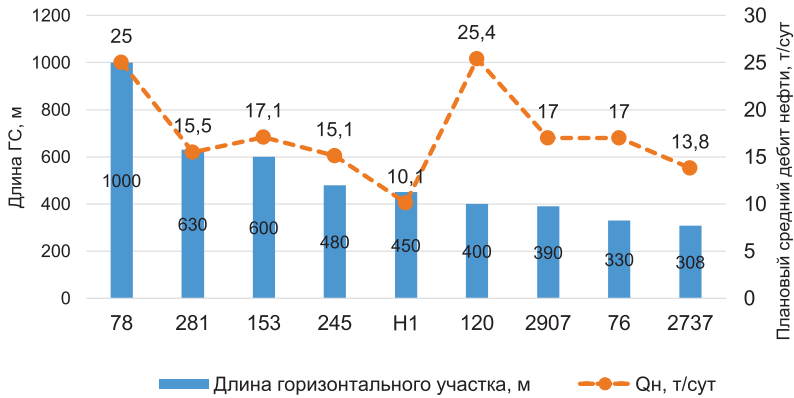


Рисунок 4. Ранжирование проектных скважин по длине горизонтального участка

Геолого-технологическое сопровождение бурения сложных скважин (горизонтальные и наклонно-направленные скважины, зарезка бокового горизонтального ствола) в режиме реального времени

Существуют 2 методики геонавигации – реактивная и проактивная. Реактивная геонавигация осуществляется при помощи винтового забойного двигателя (далее – ВЗД), и в качестве минимального набора каротажа всегда используется гамма-картаж (рис. 5). Проактивная геонавигация ведется при помощи современной технологии роторных управляемых систем (далее – РУС), и в процессе бурения горизонта моделируется инверсия сопротивления (картограф). Это значит, что мы можем ре-

агировать не по факту выхода из целевого пласта, а заблаговременно совершать маневры, оценивая расстояние до низкоомной границы (рис. 6).

Преимущество технологии РУС перед ВЗД ещё и в том, что она имеет минимальную зону непромера датчиков MWD/LWD, что особенно актуально для маломощных горизонтов. РУС дает возможность бурить с постоянным вращением бурильной колонны, заметно сокращая риски возникновения аварий и осложнений, существенно сокращается срок строительства скважины. Постоянное вращение бурильной колонны позволяет бурить скважины с большим отходом от вертикали и равномерно распределять извилистость без наличия локальных интенсивных участков ствола [6].

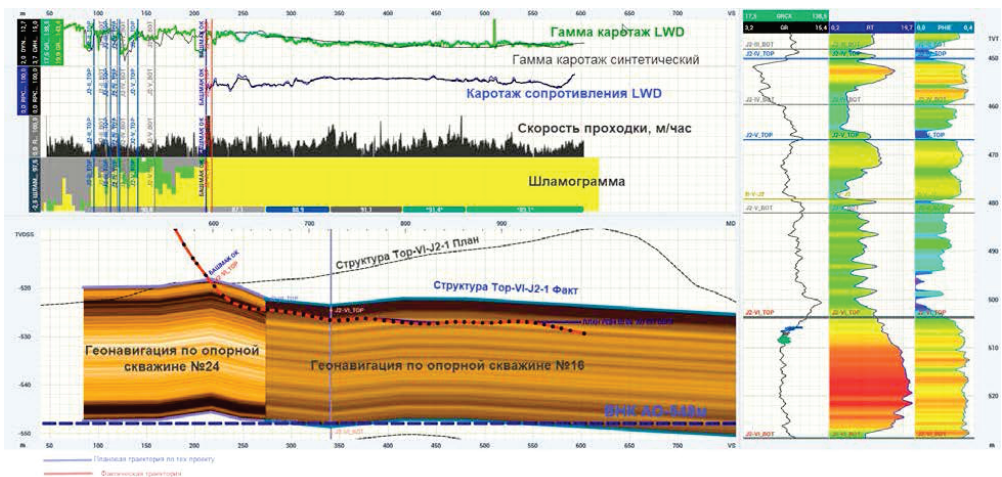


Рисунок 5. Реактивная геонавигация ГС 76 месторождения Гран

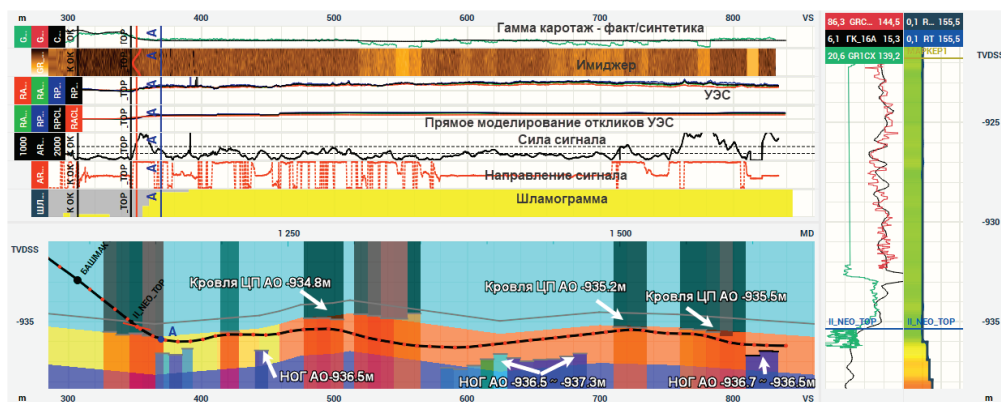


Рисунок 6. Проактивная геонавигация ГС 153 месторождения Забурунье ЦП – целевой пласт; НОГ – низкоомная граница

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что при моделировании бурения:

- секторная модель обновляется с учетом бурения всех скважин, и по ней проводится корреляция, уточняются формы (структура, наличие тектонических нарушений и межфлюидальных контактов) и неоднородности целевого пласта, расстояние до соседних скважин – более 30 м;
- моделирование нескольких сценариев геонавигации с учетом максимально допустимого DLS 6°/30 м.

Бурение ГС должно сопровождаться 24/7 службой геонавигации и технологии бурения для оперативной выдачи рекомендаций по изменению траектории и параметров бурения с доступом к передаче данных через WITSML.

Анализ проектирования геонавигации и строительства 9 новых горизонтальных скважин

Согласно утвержденному календарному плану в режиме реального времени пробурено 9 ГС на месторождениях Гран, В. Молдабек, Актобе, Жанаталап, Забурунье, С. Балгимбаев и Ю-3. Камышитовое (табл. 1).

В связи с этим проведены нижеследующие подготовительные работы к сопровождению скважин по части геонавигации и бурения:

- секторный анализ геологического строения участка залежи, на котором планируется бурение;
- выданы рекомендации в целях минимизации геологических и технологических рисков при проводке горизонтальных участков;
- анализ возможных технологических рисков при бурении.

Таблица 1. Выводы блока бурения по проектным горизонтальным скважинам

№	Месторождение	№ ГС	Заключение	
			Геонавигация	Бурение
1	Гран	76	Геологические цели достигнуты.	Бурение успешно завершено.
2	Гран	78	Высокий риск выхода горизонтальной секции за разлом в зону глинистой или водонасыщенной части горизонта. Пересмотреть геологическую модель месторождения. Затруднено выделение разломов по 2D сейсмическим данным.	Наблюдается синусоидальный и продольный изгиб бурильных труб при спуске. Рекомендуется заменить бурильные трубы на более жесткие.

3	С. Балгимбаев	245	Целевой горизонт II-пе. Нижний целевой пласт II-пе, согласно соседним скважинам, имеет вертикальную мощность ~3,7 м. Кровля по текущим литологическим построениям ожидается на -667,5 м. Согласно опорным скважинам, форма гамма-каротажа нижнего целевого пласта II-пе является воронкообразной.	При бурении под эксплуатационную колонну и горизонтальной секции наблюдаются отклонения. Рекомендуется: <ul style="list-style-type: none">увеличить производительность насосов для обеспечения выноса шлама на поверхность до 30 л/сек;увеличить производительность насосов для обеспечения выноса шлама на поверхность до 19 л/сек.
4	Жанаталап	281	Существует достаточно высокий риск столкновения со скважинами № 271, 274, 306. Для недопущения столкновения рекомендуется изменить азимут бурения.	Минимальный коэффициент сепарации варьируется от 0,55 (скв. № 306) до 1,0 (скв. № 273), что является недопустимым значением.
5	Забурунье	153	Рекомендуется отказаться от бурения данной скважины из-за высокого риска получить пластовую воду.	Рекомендуется: <ul style="list-style-type: none">увеличить производительность насосов для обеспечения выноса шлама на поверхность до 30 л/сек.;оптимизировать компоновку низа буровой колонны (далее – КНБК) при направленном способе бурения (слайдировании) для обеспечения нагрузки на долото 2 т.
6	Ю-3. Камышитовое	H1	Для успешного бурения в пластах с небольшой толщиной рекомендуется использовать расширенный комплекс LWD с инверсией сопротивлений.	В горизонтальной части наблюдается несоответствие режима бурения. Рекомендуется оптимизировать КНБК для 149,2 мм секции.
7	Актобе	120	Форма гамма-каротажа пласта J-VIII является симметричной.	Выданные рекомендации по бурению отработаны.
8	В. Молдабек	2737	Целевой горизонт J-I хорошо коррелируется по соседним скважинам, толщина достигает порядка 10 м.	Нарушения/отклонения не наблюдаются.
9	В. Молдабек	2907	Геологические цели достигнуты.	Бурение успешно завершено.

Разработка

При бурении новых ГС рекомендуется провести детальный анализ имеющейся исходной PVT-информации по соседним или близлежащим скважинам с целью уточнения свойств пластовых флюидов.

Если изученность данного целевого горизонта представлена в полном объеме, то нет необходимости для отбора новых проб при бурении. Это позволяет, в свою очередь, оптимизировать затраты на лабораторные исследования.

Расчет фактической и прогнозной добычи выполнялся согласно утвержденной «Методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО «НК «КазМунайГаз» [7], при этом принятый коэффициент эксплуатации составил 0,95 д. ед. Темпы падений по месторождениям приведены в табл. 2.

Таблица 2. Темпы падения по месторождениям

Код	Месторождение	Темп падения
BLG	С. Балгимбаев	18,5%
UZK	Ю-3. Камышитовое	22,9%
ZHT	Жанаталап	16,5%
GRN	Гран	22,8%
ZBN	Забурунье	12,0%
ATB	Актобе	9,0%
VMB	В. Молдабек	14,7%
UZV	В. Уз	15,0%

Оценка эффективности существующих способов механизированной добычи скважин

По результатам анализа работы фактически пробуренных ГС выбор способа эксплуатации для высокопродуктивных и глубоких скважин стоит в пользу установки винтового штангового насоса (далее – УШГН), электровинтового насоса, электроприводного центробежного насоса.

Эксплуатация средне- и малodeбитных неглубоких (по вертикальному стволу до 300 м) скважин возможна с помощью УШГН.

Фактически пробуренные ГС оборудованы винтовыми штанговыми насосами, что соответствует геолого-технологическим условиям добычи и физико-химическим свойствам добываемой продукции.

В связи с частыми отказами штанговой колонны целесообразно рассмотреть на ГС применение бесштанговых электровинтовых насосов, опытное испытание которых успешно проведено на месторождениях ЭМГ.

Основные осложнения при добыче на данных месторождениях по результатам анализа соседних по продуктивному горизонту скважин – интенсивное пескопроявление/мехпримеси, асфальтосмолопарафиновые отложения.

Основные виды ремонтов, характерные для месторождений, проводятся по устранению обрыва штанг, износа плунжерной/роторной пары.

Основная концепция при подборе насосного оборудования для эксплуатации ГС – подбор по производительности при фактической продуктивности скважин и по необходимому напору, спуск в вертикальную часть ствола скважины с допустимыми отклонениями по инклинометрии.

ГС эксплуатируются зачастую с нерезервированным потенциалом, резервом по

производительности: сниженная производительность насоса (типоразмер), неоптимальные параметры отработки, вероятные утечки в элементах глубинного насосного оборудования (далее – ГНО).

Оценка потенциала скважин, как фонтанных, так и механизированных, производится методом отслеживания уровней (эхолот), как в период эксплуатации, так и в период гидродинамических исследований (далее – ГДИС). Корректность результатов отбивки динамического уровня по итогам анализа сомнительна, что отмечено в отчетах ГДИС: в ГС при исследовании и оценке продуктивности предпочтительны непосредственные замеры забойного давления глубинным манометром.

Работа ГНО в условиях неопределенных уровней может быть неэффективна – с низким коэффициентом подачи либо периодической работой в режиме «полужонан».

На сегодняшний день области применения альтернативных способов механизированной добычи зачастую перекрываются из-за совершенствования конструктива ГНО, дополнительного применения средств химической защиты (ингибирования) и пр. Следовательно, решение о внедрении способа механизированной добычи должно приниматься, исходя из актуальной ситуации на момент перехода на механизацию, а именно: конструкции фактических скважин, текущей продуктивности, результатов опробования скважин, экономической рентабельности.

Выводы

На основании проведенного анализа по 5 пробуренным ГС ЭМГ сделаны выводы, которые должны учитываться при подборе, планировании и анализе последующих ГС:

Применение горизонтального бурения для пластов с высокой геологической неоднородностью и расчлененностью, мало-

мощных горизонтов (менее 5 м) позволило повысить нефтеотдачу и вовлечь слабо дренируемые запасы в разработку. Для залежей месторождения В. Молдабек с высоковязкой нефтью горизонтальное бурение способствует снижению быстрого роста обводненности скважинной продукции для запасов, расположенных в приконтурной зоне.

4 скважины работают с дебитом нефти выше планового, скважина NRG_0805 месторождения С. Нуржанов не введена в эксплуатацию по причине высокого газового фактора.

Все введенные в эксплуатацию скважины отличаются низкой обводненностью при различной степени выработки извлекаемых запасов нефти, что говорит о возможности расширенного использования технологии на объектах с высокой выработкой.

При аналитических расчетах предлагается учитывать поправочный коэффициент для доли коллектора, равный 0,7. Для прогнозного коэффициента продуктивности использовать двухкратное увеличение среднего коэффициента продуктивности по окружающим скважинам, полученного в результате гидродинамических исследований на стационарном и нестационарном режимах. Для уточнения оценки пластового давления следует учитывать текущие замеры по скважинам окружения и расчетным путем приводить на уровень глубины,

соответствующий плановой траектории.

До начала бурения ГС рекомендуется составить и выполнить программу работ по уточнению физико-химических свойств пластовых флюидов по скважинам окружения. Полученные результаты после оценки качества использовать при интерпретации данных ГДИС, построении и адаптации секторных гидродинамических моделей и подборе глубинного насосного оборудования.

В целях улучшения прогноза показателей разработки ГС при расчете различных сценариев на секторных гидродинамических моделях следует на этапе построения модели использовать уточненные физико-химические свойства пластовых флюидов, использовать данные гидродинамических исследований для корректировки проницаемости в модели, обеспечивать качественный переход от геологической модели к гидродинамической без потери неоднородности и улучшать качество адаптации моделей.

При бурении ГС с высоким уровнем сложности геологических условий и технологии бурения рекомендуется междисциплинарный подход к работе: привлечение специалистов из смежных областей (петрофизика, сейсморазведка, геомеханика и др.), использование широкого комплекса каротажа во время бурения LWD (в т.ч. картограф) и геолого-технологическое сопровождение в режиме 24/7 [8].

Список использованной литературы

1. Булекбаев З.Е., Воцалевский Э.С., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Коростышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филипьев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С., Шудабаев К.С. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. – Алматы, Минеральные ресурсы Казахстана, 1999, 325 с.
2. Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «Азнакаевскнефть». – Георесурсы, 2017, т. 19, № 3, ч. 1, с. 198–203.
3. Билинчук А.В., к.т.н., Листик А.Р., Киндюк В.А., к.т.н., Арзуманян П.С. Аспекты проводки горизонтальных скважин в условиях применения стандартного или расширенного комплекса геофизических исследований скважин во время бурения. – ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2018, № 1(7), с. 20–27.
4. Материалы сайта <http://www.slb.com/>.
5. Денис Дж., Свешников А.В., Котовская Л.И., Кужанов С.А., Сабырбаев М.А. Стандарт компании о приемке геолого-гидродинамических моделей. – Астана, ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016 г.
6. Сарбаев К.А., Жиенбаев Б.К., Токсанов Н.Н. Концепция онлайн бурения. – Информационный бюллетень КМГИ. Бурение и обустройство месторождений, №3, 2020, 19 с. <https://kmggen.kz/study/bulletin/burenie-i-obustroystvo-mestorozhdeniy/kontseptsiya-onlayn-bureniya/>.
7. Науkenov А.Ж., Гончаров И.В. Методика по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО НК «КазМунайГаз». – Астана, АО НК КазМунайГаз, 2017 г.

8. Головченко М.А., Мирошниченко А.В., Филимонов К.В. Методика определения индекса сложности геонавигации скважин и их классификация. – Нефтяное хозяйство, 2019, 11, с. 33–37.

«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ КЕН ОРЫНДАРЫНДА КӨЛДЕНЕҢ БҰРҒЫЛАУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

**А.Е. Мусаханов, А.Ж. Нәукенов, А.К. Қасенов, Н.С. Данабаев,
Б.К. Жиенбаев, К.Б. Әшімов, А.А. Жансеркеева**

Мұнай өндіру коэффициентін арттыру, игерілмеген қорларды тиімді игеру, сондай-ақ, ағымдағы өндіру көлемін қолдау бағыттарының бірі – көлденең ұңғымаларды (бұдан әрі – КҰ) бұрғылау болып табылады. «Ембімұнайгаз» АҚ-ның (бұдан әрі – ЕМГ) барлық кен орындары қарастырылып талданды, олар бойынша тұрақты істейтін геологиялық-гидродинамикалық модельдер бар, оларда жобалық көлденең ұңғымалардың орналасқан жерлері таңдап алынды және есептелді.

Бұл жұмыста көлденең бұрғылаудың тиімділігін арттыру үшін қажетті жағдайлар анықталды, көлденең секцияның ұзындығын оңтайландыру, төсеу орналастыру учаскелерін талдау, салалық гидродинамикалық модельдерді сараптауы, нақты дебиттерді факторлық талдау және терең сорғы жабдықтарының ағымдағы жұмысына талдау жүргізілді, физика-химиялық қасиеттерінің өзгеруі, көлденең ұңғымалар аймақтарының энергетикалық жағдайы сарапталды.

Түйін сөздер: көлденең бұрғылау, геонавигация, талдау, өнімді горизонт..

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL DRILLING IN THE FIELDS OF JSC «EMBANUMAYGAS»

**A.Zh. Naukenov, A.E. Musakhanov, A.U.Dzhakiyeva, K.B. Ashimov,
K.A. Sarbayev, P.S. Romanenko, A.A. Zhanserkeyeva**

One of the directions for increasing the recovery factor, effective development of uncovered reserves, as well as maintaining current production, is drilling horizontal wells (hereinafter referred to as HW). The paper considers and provides the analysis for all EMG fields that have current geologic and hydrodynamic models used to select and calculate the design horizontal well locations.

In the paper the authors defined the necessary conditions for increasing the efficiency of horizontal drilling, optimized the length of the horizontal section, analyzed well areas, examined the sector hydrodynamic models, carried out the factor analysis of actual flow rates and the analysis of the current operation of downhole pumping equipment, analyzed changes in the physical and chemical properties and the energy state of the horizontal well zones.

Key words: horizontal drilling, geosteering, the analysis, productive horizon.

Информация об авторах

Наукенов Азамат Жақенович – руководитель Центра по работам АО «НК «КазМунайГаз», г. Атырау, a.naukenov@niikmg.kz.

Мусаханов Адлет Ерқенович – руководитель Службы аналитических исследований АО «Эмбамунайгаз», a.mussakhanov@niikmg.kz.

Джакиева Асем Урынбаевна – инженер службы аналитических исследований АО «Эмбамунайгаз», a.jakiyeva@niikmg.kz.

Ашимов Канат Берикханович – эксперт Службы онлайн бурения, k.ashimov@niikmg.kz.

Сарбаев Куаныш Абаевич – старший инженер Службы онлайн бурения, k.sarbayev@niikmg.kz.

Романенко Павел Сергеевич – старший инженер Службы онлайн бурения, p.romanenko@niikmg.kz.

Жансеркеева Айнұра Алтаевна – эксперт Службы сопровождения проектов, a.zhanserkeyeva@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 662.769

БУДУЩЕЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Ж.А. Кулекеев, Г.К. Нуртаева

В статье рассматриваются основы водородной энергетики, развитию которой в последнее время уделяется большое внимание в мире как в связи с ограниченностью природных запасов углеводородов, так и в связи с проблемой увеличения выбросов углекислого газа в атмосферу, обусловленной применением углеродсодержащих топлив.

Рассмотрены как положительные, так и отрицательные стороны водородной энергетики, возможные направления развития. Приведены перспективы использования водородного топлива.

Ключевые слова: водород, водородная энергетика, топливные элементы.

Введение

Одним из главных недостатков традиционного способа получения энергии путем использования углеводородных топлив (бензина, керосина, мазута, солянки, угля и др.) является увеличение нагрузки на окружающую среду в связи с выделением углекислого газа в процессе их сжигания. Углекислый газ, относящийся к парниковым газам, способствует повышению температуры нижних слоев атмосферы планеты, следствием которого является глобальное, связанное с потеплением, изменение климата.

В связи с этим мировые инвесторы стали менять своё отношение к энергетическим отраслям, отдавая предпочтение альтернативным низкоуглеродным источникам энергии, основанным на источниках энергоресурсов – биомассе, биогазе и иных топливах из органических отходов. Учитывая новые тенденции в энергетической отрасли, ООН в 2005 г. разработала основные принципы ответственного инвестирования ESG (Environmental, Social and Governance, или «Окружающая среда, социальная сфера и управление»). По мере роста популярности ESG появились основные критерии определения ответственного инвестора и специальные рейтинги компаний, показывающие их отношение к окружающей среде и общим проблемам обществу.

На сегодня известно, что все крупные инвесторы (более 3000) с общими активами управления на сумму более 110 трлн долл. США подписали принципы ответственного инвестирования, и их число с каждым днём растёт. Эти ответственные инвесторы одним из перспективных направлений энергетики будущего выбрали развитие технологий водородных топливных элементов и выразили готовность вложить огромные ресурсы в эту отрасль.

В этой связи нет сомнений в том, что огромные деньги, вложенные в развитие технологии, обеспечат технологический прорыв, и в результате водород реально станет потенциальной энергией будущего.

В июле текущего года Европейский союз представил водородную стратегию, которая названа одним из самых амбициозных планов развития энергетики за всю историю. В новой водородной стратегии ЕС изложены планы по установке 40 ГВт электролизеров в пределах региона, а также поддержке разработок ещё 40 ГВт «зелёного» водорода в соседних странах, которые имеют возможность экспортировать региональную электростанцию. О своих, не менее грандиозных, планах объявили Австралия и Канада, отметив, что ускорят разработку некоторых из крупнейших в мире ветряных и солнечных проектов, направленных на производство «зелёного» водорода [1, 9]. Думаем, что это только начало предстоящих масштабных работ.

В настоящее время возобновляемые источники «зелёной» энергетики занимают скромное место в мире, о чем свидетельствуют данные рис. 1, представляющие распределение первичной энергии за 2019 г. по данным British Petroleum (BP) [2].

Данные BP показывают, что по-прежнему основным источником энергии всё ещё остаётся нефть, на долю которой приходится 33%, а возобновляемые источники энергии занимают 5%, но рост возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) в 2019 г. по сравнению с 2018 г. составляет 20%, с увеличением их доли в мире на 1%.

Казахстан так же, как и большинство стран мира, стал активным участником Парижского соглашения с момента его ратификации Парламентом страны 27 октября 2016 г. и добровольно взял от-

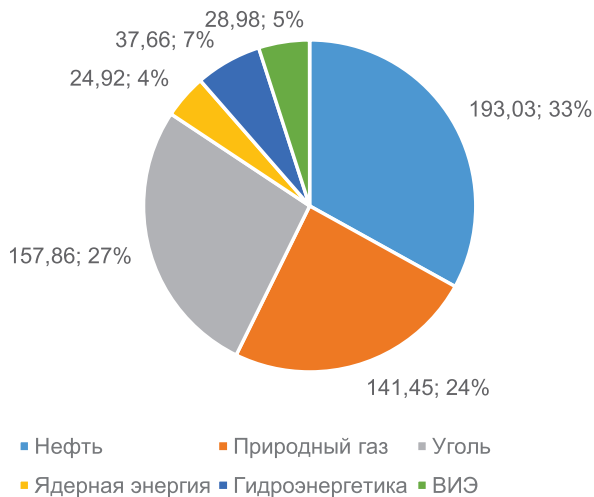


Рисунок 1. Распределение первичной энергии в мире за 2019 г., в экв. джоулях

ответственность по сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу. В стране начата огромная работа по реагированию на мировые и локальные энергетические проблемы, ведущие к изменению климата на земном шаре. Например, в Казахстане действует специальный закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», согласно которому осуществляется «государственное регулирование использования возобновляемых источников энергии в целях создания благоприятных условий для производства электрической и (или) тепловой энергии с использованием ВИЭ для снижения воздействия на окружающую среду и увеличения доли использования возобновляемых источников энергии при производстве электрической и (или) тепловой энергии» [3]. В настоящее время готовится новая редакция Экологического кодекса, который полагает предусмотреть ряд новых норм, направленных на ужесточение контроля за выбросами парниковых газов. Кроме того, наша страна проводит последовательную работу в соответствии с требованиями подписанного Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата [4, 5].

Водородная энергетика является одним из видов возобновляемых источников энергии. В течение почти 20 лет ведущие мировые энергетические компании работают над вопросами возможного применения водорода как альтернативного топлива в глобальной системе будущего энергопотребления, поэтому исследования, связанные с развитием технологии водородной

энергетики, получают поддержку не только на уровне правительств, но и крупнейших энергетических автомобильных и других технологических компаний.

В данной статье рассмотрим отдельные проблемы водородной энергетики и некоторые её отличия от традиционной, основанной на ископаемых топливах.

Сравнение водородной энергетики с традиционной углеводородной энергетикой

Углеводородная, или углеродная, энергетика основана на использовании нефти, газа, угля, кокса, сланцев и др. В нефтегазовой отрасли традиционно подразделяют направления upstream (добыча нефти и газа) и downstream (транспортировка, переработка и использование продукции). В водородной энергетике этап upstream отсутствует.

Водород, наиболее распространенный химический элемент как во Вселенной (93% ат.), так и на Земле (5,52% ат.), является самым лёгким из элементов периодической таблицы. Но в чистом виде водород не встречается в природе, поэтому в сравнении с ископаемым топливом (нефтью, природным газом, углём), которое является первичным, водород считается вторичным, поскольку его нужно получить из других соединений, таких как нефть, природный газ и вода.

Водород при сжигании в чистом кислороде дает тепло, а остатком сгорания является вода. В этом заключается главное преимущество водорода как экологи-

чески чистого топлива перед углеродными топливами, которые при сжигании образуют ещё и углекислый газ. В зависимости от используемой технологии получения и нагрузки на окружающую среду водород принято обозначать разными цветами. Водород считается самым чистым, или «зелёным», если в процессе его получения на 100% не было обеспечено выбросов углекислого газа. Таким образом, самой чистой, или «зелёной», является технология получения водорода из воды с использованием энергии солнца и ветра. Если водород получен с использованием углеводородных топлив, то это – «серый» водород. В случае, когда используется природный газ и продукты сжигания утилизируются, то полученный водород называют «голубым».

Удельная теплота сгорания водорода более чем в 3 раза выше, чем у нефти, бензина, керосина, природного газа. Для сравнения: у водорода – 141,1 МДж/кг, бытового газа – 46,1 МДж/кг, пропана-бутана (баллонного) – 43,8 МДж/кг, бензина – 43,6 МДж/кг, нефти – 41 МДж/кг [6]. Но если перевести эти значения на единицу объема для газообразных веществ, то получим следующие данные теплотворной способности в МДж/м³ при 0°С и 101,3 кПа: бутан – 124 МДж/м³, бытовой газ – 15,9 МДж/м³, водород – 10,8 МДж/м³, метан – 35,9 МДж/м³ [6].

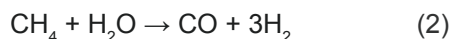
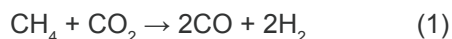
И ещё одно преимущество водорода – это практически не ограниченная и доступная во всех регионах мира сырьевая база водорода, при условии получения его из воды. На нынешнем этапе развития технологий производство чистого «зелёного» водорода является очень затратным, по сравнению даже с технологией получения «голубого» водорода из углеводородов. По оценкам экспертов, в странах с дешевым газом себестоимость получения 1 кг «голубого» водорода из газа находится в пределах от 1 до 1,5 долл. США, а «зеленого» водорода с использованием альтернативных экологичных источников энергии – от 4 до 5 долл. США. Несмотря на это, только технология получения «зелёного» водорода развитыми странами рассматривается как приоритетное направление энергоперехода на самый экологичный источник энергии будущего.

Минусами водородной технологии являются высокие цены, трудности хранения и транспортировки водорода, но в последнее время многие страны и крупные энергетические компании объявили о готовности к масштабной эксплуатации систем водородной энергетики.

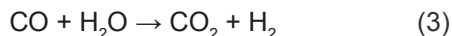
Производство водорода

В настоящее время мощности по производству водорода в мире оцениваются в 75 млн т/г. [7].

Более 90% водорода получают в процессах риформинга метана, который включает использование высокотемпературного пара для производства водорода из природного газа, являющегося источником метана. Риформинг проводят либо с использованием углекислого газа (называется углекислотной конверсией или «сухим риформингом» метана) по реакции (1), либо с использованием пара по реакции (2).



Паровой риформинг метана сопровождается реакцией конверсии монооксида углерода (3):

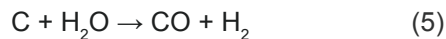


Паровой риформинг возможно использовать и для других углеводородов. В результате риформинга которых образуется водород:



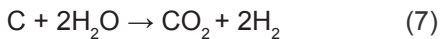
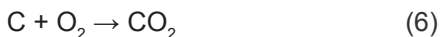
Этот метод в настоящее время является самым дешевым и наиболее эффективным методом производства водорода и может сочетаться с технологиями улавливания и хранения углерода для снижения выбросов углерода, образующихся в процессе производства водорода [8].

Водород получают также из угля или биомассы с использованием высокотемпературного пара и кислорода в газификаторе под давлением, например, пропуская пары воды над раскаленным углем при температуре около 1000°С:

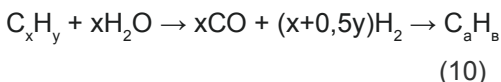


Это один из самых ранних методов получения водорода.

Также можно проводить газификацию угля, одним из газообразных продуктов которой является водород. Этот метод газификации топлива получил название CTL (coil-to-liquid). Реакции, лежащие в основе газификации:



Во всех этих методах водород образуется совместно с монооксидом углерода CO, смесь которого с водородом получила название синтез-газа, широко используемого в производстве синтетической нефти (GTL – gas-to-liquid) по следующей реакции:



Один из самых дорогих на сегодня методов получения водорода – это получение водорода электролизом воды.



Следует отметить широкое разнообразие процессов получения водорода, однако все эти методы энергозатратны, поэтому идеальным вариантом будет получение водорода с применением энергии возобновляемых источников, например, энергии солнца или ветра: в этом случае и процесс производства, и последующее использование водорода для выработки энергии не приведут к выбросам парниковых газов.

На рис. 2 показано соотношение количества водорода, получаемого в данное время разными методами.

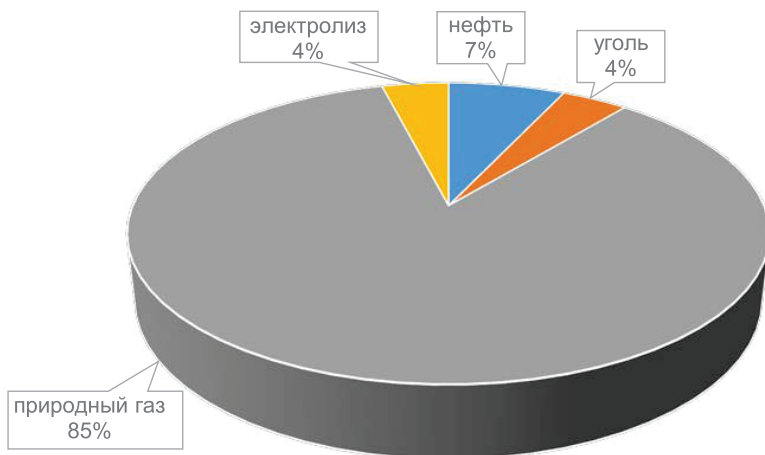


Рисунок 2. Структура мирового производства водорода в 2019 г. [5]

В настоящее время на получение водорода по любому из вышеуказанных 3 методов затрачивается энергия, получаемая с использованием углеводородсодержащих видов топлива. Получается, что мы затрачиваем одно топливо, при сжигании которого имеем выбросы CO₂ в атмосферу, ради получения другого, имеющего нулевой выброс и поэтому считающегося менее безопасным для окружающей среды.

Для того, чтобы снизить затраты классического топлива на получение водорода, в Водородной стратегии Евросоюза, опубликованной в этом году [9], предлагается осуществить разработку возобновляемого, или «зелёного», водорода (renewable

hydrogen), производимого в основном с использованием энергий ветра и солнца. Но в краткосрочной и среднесрочной перспективе необходимы другие формы низкоуглеродного водорода (low-carbon hydrogen) для быстрого сокращения выбросов и поддержки развития жизнеспособного рынка. Такой же подход принят и в Водородной стратегии Германии, которая недавно была опубликована [10].

Исследовательская компания BloombergNEF опубликовала отчет по перспективам водородной экономики (Hydrogen Economy Outlook) [11], в котором утверждается, что до 2050 г. в большинстве регионов мира с помощью солнечной

и ветровой энергий можно будет производить водород по цене 0,8 до 1,6 долл. США/кг, что примерно соответствует текущим ценам на природный газ в энергетическом эквиваленте. Стоимость может быть ещё ниже в богатых возобновляемыми источниками энергии странах.

В этом случае к 2050 г. водородом будет обеспечено 24% мировых потребностей в энергии, глобальные выбросы от ископаемого топлива в промышленности уменьшатся на треть. Однако для этого

придётся выполнить ряд условий, одним из основных является политическая поддержка, поддержка на уровне крупных технологических компаний производителей и потребителей водородного топлива.

Потребление водорода

Структура потребления водорода в наше время представлена на рис. 3. Как видно, больше всего водород используют нефтепереработка и химическая промышленность.

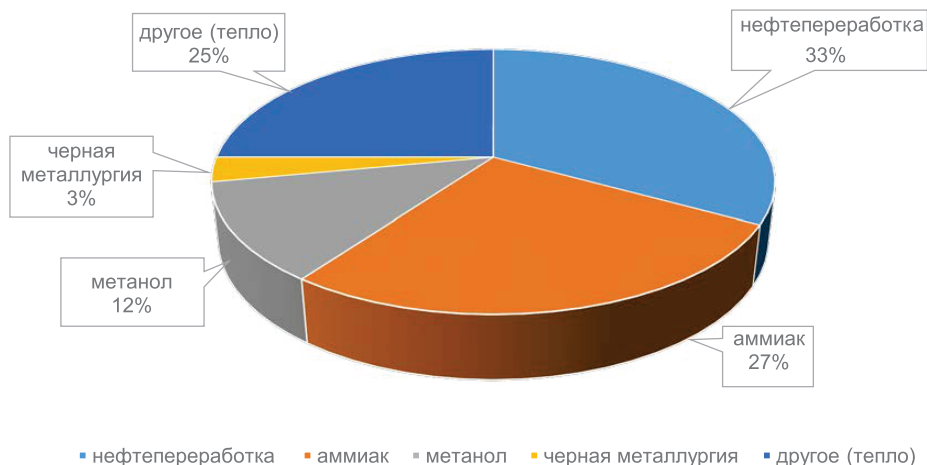


Рисунок 3. Структура мирового потребления водорода в 2019 г. по данным работы [12]

В нефтепереработке водород используется в процессах гидрокрекинга, гидроочистки для повышения качества углеводородных топлив с повышенной теплотворной способностью и уменьшенными вредными выбросами от их сжигания [12].

В химической промышленности водород используется в разных процессах органического синтеза, в частности, при получении метанола, а также в синтезе аммиака (27%), который используется при производстве минеральных удобрений [6]. Однако, как видно из рис. 3, уже 25% водорода используется в качестве топлива.

Идея использования водорода в качестве топлива привела к появлению топливных элементов, похожих на электрохимические устройства, работающие на принципах гальванического элемента, но отличающиеся тем, что вещества для электрохимической реакции не содержатся внутри, а подаются извне [8, 14].

В работе Т.В. Поляковой представлена схема работы топливного элемента (рис. 4): Как видно из рис. 4, топливо (во-

дород) и окислитель (кислород) подаются на электроды, разделенные электролитом, водород не сгорает, а окисляется с образованием воды, в результате выделяется энергия.

Поскольку в топливном элементе химическая энергия напрямую превращается в электрическую, минуя фазу тепловой энергии, коэффициент полезного действия топливных элементов может достигать 90%.

В сравнении с гальваническим элементом, имеющим ограниченный срок службы, связанный с количеством реагирующих веществ, в топливном элементе реакция может протекать по времени так долго, как долго поступают внутрь топливо и окислитель. Само топливо хранится в специальных емкостях или картриджах, которые могут быть сменными или заправляться на специальных заправочных станциях. Теперь, что касается подобных топливных элементов, то они уже применяются в самых разных сферах. Приведем только один пример.

В 2019 г. в Сингапуре запущено трех-

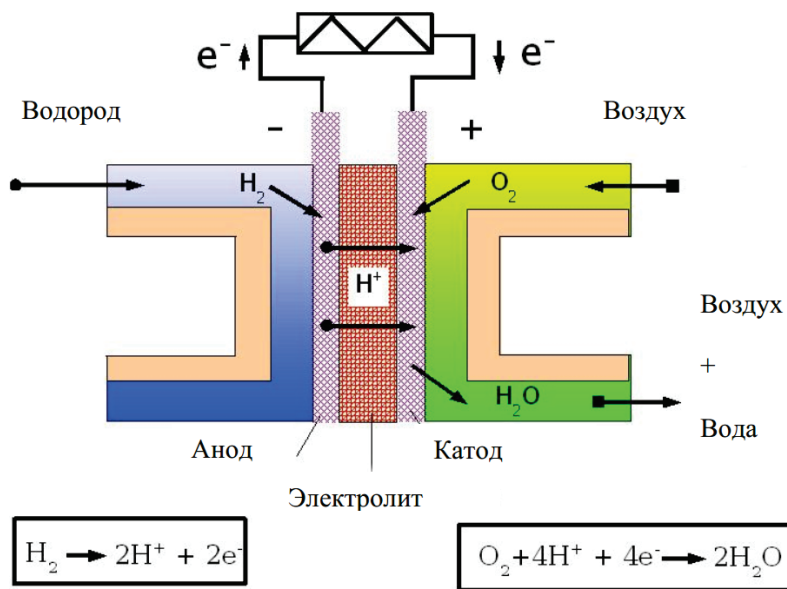


Рисунок 4. Принцип работы топливного элемента

этажное здание учебного центра, работающее полностью на водородных топливных элементах с нулевым выбросом. Здание не подключено к электросети. Для выработки первичной электроэнергии используются солнечные батареи, которые затем применяются в процессе электролиза для производства водорода. Полученный по такой технологии водород хранится в специальных резервуарах, где он связывается с порошками металлических сплавов, с образованием гидрида металла. Когда появляется потребность в электричестве, часть накопленного водорода выделяется и, проходя через топливные элементы, производит необходимое электричество на месте. Эта водородная система была разработана SP Group совместно с компанией Marubeni Corporation и Университетом Тохоку в Японии [15].

Заключение

Отрасль водородной экономики развивается быстрыми темпами, создавая множество новых рабочих мест во всем мире, конечно, растёт и количество новых проектов. В этот процесс вовлечены практически все крупные нефтегазовые компании, автомобильные концерны, крупные технологические компании.

Так, коалиция 19 ведущих нефтегазовых, автомобильных компаний, компаний по производству топливных элементов и водорода (включая Chevron, Shell, Engie, Hyundai, Microsoft, Toyota и Daimler AG)

выпустила отчет «Дорожная карта водородной экономики США» [16], в котором приведены прогнозные объемы выручки за счет продажи водородной энергии и число создаваемых в этой отрасли новых рабочих мест. Утверждается, что применение водорода только в США к 2030 г. даст выручку в 140 млрд долл. США в год, будут созданы 700 000 рабочих мест, а к 2050 г. выручка возрастет до 750 млрд долл. США в год и будет создано 3 400 000 рабочих мест.

Нефтегазовые компании Shell, Gasunie и Groningen Seaports запустили проект North2, направленный на производство экологически чистого, «зелёного» водорода, с использованием возобновляемых источников. При этом проект нацелен на производство «зелёного» водорода за счет использования возобновляемой электроэнергии, вырабатываемой прибрежной ветряной электростанцией мощностью 3–4 ГВт: её запуск ожидается в 2030 г., к 2040 г. её мощность должна вырасти до 10 ГВт [17].

В настоящее время во многих странах мира стало уделяться серьёзное внимание развитию технологии чистой водородной энергетики. Борьба за лидерство в этой отрасли осуществляется между такими странами, как Китай, Япония, Корея, Канада, Австралия, Европа и США, которые уже выделяют огромные финансовые ресурсы и создают необходимые инфраструктуру для развития водородной энергетики.

Эксперты полагают, что технологические и масштабные преимущества энергетического и транспортного секторов США могут сделать США будущим лидером в мировой водородной экономике [18].

Недавно российское правительство утвердило план мероприятий по развитию водородной энергетики до 2024 г., который предусматривает создание межведомственной рабочей группы и проектного офиса в 2021 г., в задачи которых входят проблемы развития новой отрасли энергетики, также определен перечень пилотных проектов. В число пилотных проектов вошли газовые турбины на метановодородном топливе, опытные образцы железнодорожного транспорта, установки по производству водорода без выбросов углекислого газа. Кроме того, принято решение о составлении реестра передовых технологий в этой сфере, а также тем перспективных научных исследований, охватывающих проблемы получения, хранения и перевозки водорода и пр. [19].

Но сейчас главное не то, кто из этих стран будет лидером в мировой водород-

ной энергетике, более важно – и это уже непреложный фактор – то, что водородная энергетика будет лидировать среди секторов будущей мировой энергетической системы. И важно, чтобы Казахстан тоже включился в развитие стратегически важной энергетической отрасли – водородной энергетики. Важность данной отрасли в нашей стране не раз отмечалась в программных документах, однако серьезный прогресс в деле не был достигнут. Например, Государственная программа развития науки Республики Казахстан на 2007–2012 гг., утвержденная Указом Президента №348 от 20 июня 2007 г., содержала 6 приоритетных направлений, в числе которых числилось развитие технологии получения водорода, но этот приоритет был незаслуженно предан забвению. Теперь, с учётом новых мировых трендов развития мировой энергетики, нам следует вернуться к исследованию проблем водородной энергетики, включив её в число приоритетных направлений науки, а также приступить к подготовке квалифицированных специалистов.

Список использованной литературы

1. Australia Could Lead The \$11 Trillion Hydrogen Boom. – <https://oilprice.com/Alternative-Energy/Fuel-Cells/Australia-Could-Lead-The-11-Trillion-Hydrogen-Boom.html>.
2. Материалы сайта <https://www.bp.com/>.
3. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2018 г.). – Утв. 4 июля 2009 г., № 165-IV ЗРК.
4. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (с изменениями от 17.11.2006 г.). – Киото, 11 декабря 1997 г.
5. О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. – Закон РК от 26 марта 2009 г. № 144-IV.
6. Радченко Р.В., Мокрушин А.С., Тюльпа В.В. Водород в энергетике. Учебное пособие. – Екатеринбург, Изд-во Уральского университета, 2014, 234 с.
7. Водородные перспективы. – Материалы партнерских проектов РБК+. <https://plus.rbc.ru/news/>.
8. Полякова Т.В. Состояние и перспективы развития водородной энергетики. – Вестник МГИМО, 2012, № 1, с. 156–163.
9. A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe. – Brussels, EU, 2020.
10. Amelang S. Germany's National Hydrogen Strategy. – Jun. 2020. <https://www.cleanenergywire.org/>.
11. Hydrogen Economy Outlook. Key messages. – Bloombergnef, March, 2020, 14 p.1.
12. Водородная экономика: новые надежды на успех. – Энергетический бюллетень. Аналитический центр при Правительстве РФ, 2019, № 73, с. 14–18.
13. Liebreich M. Separating Hype from Hydrogen – Part One: The Supply Side. – Okt., 2020. <https://www.bloombergnef/>.
14. Полякова Т.В. Состояние и перспективы водородной энергетики в России и в мире. Аналитическая записка. – МГИМО, 2009. https://mgimo.ru/files/120132/polyakova_vodorod.pdf.
15. Road Map To A Us Hydrogen Economy. Executive summary. <http://www.ushydrogenstudy.org/>.
16. Channel News Asia. SP Group launches first zero-emission building in Southeast Asia powered by green hydrogen. – 30 October 2019. <https://www.channelnewsasia.com>.

17. Shell начинает крупнейший в Европе проект по производству зеленого водорода. – 27 февраля 2020 г. <https://elektrovesti.net/>.

18. Joyce M., Mahal K. The Emerging Hydrogen Economy. – AG Speaking Energy, Dec, 2019, <https://www.akingump.com/en/>.

19. Проектный офис по развитию водородной энергетики создадут в 2021 году – <https://tass.ru/ekonomika/9818081>.

СУТЕГІ ЭНЕРГЕТИКАСЫНЫҢ БОЛАШАҒЫ

Ж. Ә. Құлекеев, Г. К. Нұртаева

Мақалада сутегі энергетикасының негіздері қарастырылады, соңғы уақытта көмірсутектердің табиғи қорларының шектеулі болуына байланысты да, көміртегі бар отындарды қолдануға байланысты атмосфераға көмірқышқыл газының шығарылуын арттыру проблемасына орай, әлемде оның дамуына көп көңіл бөлінуде.

Сонымен қатар, сутегі энергетикасының оң және теріс жақтары, дамудың мүмкін бағыттары қарастырылады. Сутегі отынын пайдалану перспективалары да келтірілген.

Түйінді сөздер: сутегі, сутегі энергетикасы, отын элементтері.

THE FUTURE OF HYDROGEN ENERGY

Zh.A. Kulekeyev, G.K. Nurtayeva

The article discusses the fundamentals of hydrogen energy, the development of which has recently received great global attention both due to the limited nature of hydrocarbon reserves and the problem of increasing carbon dioxide emissions into the atmosphere caused by the usage of carbon-containing fuels.

The authors consider both positive and negative aspects of hydrogen energy, as well as possible development directions, and present the prospects for the use of hydrogen fuel.

Key words: hydrogen, hydrogen energy, fuel cells.

Информация об авторах

Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович – канд. экон. наук, профессор, советник генерального директора, zh.kulekeyev@niikmg.kz.

Нуртаева Гульнара Камидоллаевна – канд. хим. наук, докт. пед. наук, ведущий инженер департамента бюджетирования и экономического анализа, g.nurtayeva@niikmg.kz. ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

В журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли.

Решение о публикации принимается редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редакцию авторам рекомендуется указать трех потенциальных рецензентов (с полным именем и электронно-почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Рукопись направляется на отзыв члену редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты; на основании экспертных заключений редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакторов, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (Айтбаев.doc) на адрес редакции vestnik@kmg.kz.

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами, редакторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о произошедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

С правилами технического оформления статей можно ознакомиться на сайте ТОО «КМГ Инжиниринг» по адресу <https://kmgeng.kz/study/>

Приглашаем вас к опубликованию научно-практических работ и исследований в нефтегазовой отрасли в нашем журнале!

Редколлегия журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. техн. наук, академик Международной инженерной академии Национальной инженерной академии РК
Огай Евгений Кипониевич	Советник генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Президент АО «КБТУ», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского общества нефтяников-геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан)
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Советник генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, асс. профессор КБТУ
Умралиев Бауыржан Тажикенович	Заместитель директора департамента технологии бурения, докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор КазНИГРИ, докт. наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник заместителя председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Золотухин Анатолий Борисович	Заведующий кафедрой бурения скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. PhD в области техн. наук, руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR)
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук



Отпечатано ТОО «Классика»
г. Алматы пр. Райымбека 174 «Ж»
тел: +7 (727) 233 70 33; +7 (727) 233 37 67
www.kprint.kz