


ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА  
**ВЕСТНИК**



Научно-практический журнал

№ 1 (6) 2021

**Научно-практический журнал**

**ВЕСТНИК  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
КАЗАХСТАНА**

**№ 1 (6) 2021**

**Нур-Султан 2021**

**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)  
Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD  
по техн. наукам (Азербайджан)  
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук  
(Россия)  
Абилхасимов Х.Б., докт. геол.-  
мин. наук  
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.  
наук, докт. PhD по физике

Тираж 300 экз.

**Почтовый адрес:**

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

**Тел.** +7-7172-235-576

**E-mail:** vestnik@kmg.kz

**website:** kmgen.kz

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

**Содержание**

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

Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных  
месторождений Мексиканского залива.....3

**Манкенов К.К.**

Важность подбора правильной методики  
картирования трещинно-кавернозных  
коллекторов в сложнопостроенных  
залежах карбонатных месторождений.....22

**Мусаев М.Ш., Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж.,  
Орынбасар Е.К.**

Опыт реализации технологии полимерного  
заводнения как способа разработки зрелых  
месторождений на месторождении Забурунье .....29

**Абишев Д.Б., Шишкин В.В., Алехин И.Г.,  
Насибуллин А.З.**

Построение 3D геомеханической модели и ее  
влияние на динамические показатели модели  
карбонатного коллектора .....43

**Хасанов Б.К., Гужиков П.А., Кунжарикова К.М.,  
Дукесова Н.К., Кокымбаева Г.Ж.**

Свойства высоковязкой нефти  
месторождения Восточный Молдабек .....56

**Утемисова Л.Г., Тлегенов Б.Б., Миникаев Ф.М.**

Анализ эффективности одновременно-  
раздельной эксплуатации скважин на  
месторождении Жетыбай .....67

**Ергожин Е.Е., Цхай А.А.,**

**Чалов Т.К., Ковригина Т.В., Мельников Е.А.**

Повышение качества оборотного водоснабжения  
нефтеперерабатывающих предприятий .....75

**Хасанов Б.К., Хайретдинов Р.Г., Самарканов О.Л.**

Обеспечение конкурентоспособности  
нефтедобывающих компаний в условиях  
низких цен на нефть и волатильности рынка  
путем анализа рентабельности эксплуатации  
добывающих скважин .....82

**Шакуликова Г.Т.**

Нефтяное образование – новые вызовы .....99

**Требования к статьям научно-технического  
и производственного журнала «Вестник  
нефтегазовой отрасли Казахстана» .....108**

**Состав редколлегии журнала**

«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»..... 111

УДК 553.98

## НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ. ЗАЛЕЖИ ОФФШОРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

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

Данная статья продолжает серию обзоров нефтегазоносных бассейнов мира, где происходят активная разведка и освоение залежей углеводородов в сверхглубоких (6 км+) горизонтах, как возможных аналогов проектов в Прикаспийском мегабассейне, в первую очередь, проекта Евразия. Мексиканский залив представляет огромный интерес, поскольку этот регион за столь длительную историю своего освоения очень хорошо разработан и, соответственно, дает возможность анализировать огромный объем собранных за это время данных.

Мексиканский залив включает в себя глубоководные, шельфовые и прибрежные части трех стран – США, Мексики и Кубы, и является одной из важнейших нефтегазоносных провинций мира. Его отложения представлены различными комплексами – от средней юры до современных осадков, с суммарной мощностью 14000 м и более. Разведка углеводородов продолжается здесь почти 100 лет. За это время были разработаны и успешно применялись различные новейшие технологии, такие как прогноз аномально высокого пластового давления, циклостратиграфия и сейсмофациальный анализ, характеристика низкоомных продуктивных коллекторов и поиск сверхглубоких залежей углеводородов.

Из всего многообразия объектов, осваиваемых в заливе, в контексте исследования залежей на больших глубинах основной интерес и возможные ассоциации с Прикаспийским мегабассейном представляют собой отложения свиты Норфлет верхнеюрского возраста, рассмотрению которой посвящена основная часть этой статьи. Разумеется, речь не идет о прямом сопоставлении, в частности, золотое происхождение части разреза существенно отличает этот объект. Тем не менее, по мнению авторов, его изучение, а также понимание того, как успешный проект по его освоению реализуется прямо на наших глазах, может дать много важной информации и для работы в глубоких горизонтах Прикаспия.

Статья состоит из двух частей. В первой рассматриваются геологическая история формирования бассейна Мексиканского залива, особенности глубокозалегающего продуктивного комплекса свиты Норфлет. Во второй части приведены сведения об истории разведки продуктивного комплекса Норфлет, характеристика основных открытий, а также перспективы открытий новых сверхглубоких месторождений в свите Норфлет в пределах Мексиканского залива (сектора США и Мексики). Анализ истории освоения этого комплекса силами глобального «царока», компании Шелл, имеет очень важное значение, как далеко не единственный, но один из сценариев освоения глубокозалегающих горизонтов в других нефтегазоносных бассейнах, в т.ч. Прикаспийском. Глобальные компании (International Oil Companies) в состоянии мобилизовать необходимые ресурсы и технологии для эффективного решения этой задачи.

**Ключевые слова:** Мексиканский залив, Прикаспийский мегабассейн, осадочный бассейн.

### История формирования бассейна Мексиканского залива

Тектоническая история Мексиканского залива (далее – Залив) началась в мезозойскую эру. Существовавший в то время суперконтинент Пангея разделился в результате средне- и верхнетриасового рифтогенеза, происходившего между современной Северной Америкой и блоком Юкатан. Сдвиг (будущего) полуострова

на юго-восток создал пространство аккумуляции для формирования бассейна (Blakey, 2013 [1]). В среднеюрское и нижнемеловое время происходит дальнейшее расширение океанического дна, поворот Юкатана и в результате раскрытие центральной части Мексиканского залива в Атлантический океан (рис. 1, 2). В течение мелового периода эта территория переходит в дрейфовую фазу, с

тектонической стабильностью в условиях постоянного погружения. К концу мезозоя здесь сформировался огромный осадочный бассейн.

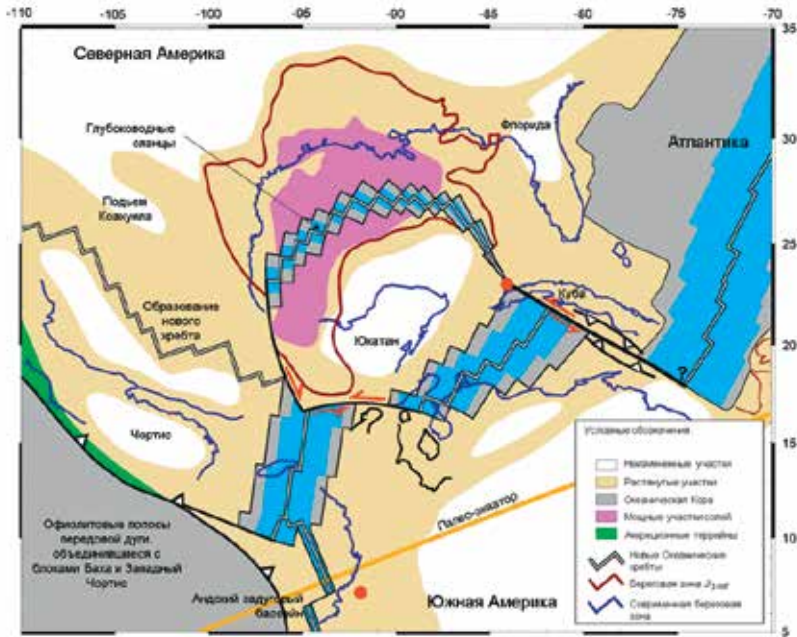


Рисунок 1. Тектоническая реконструкция формирования бассейна Мексиканского залива (Blakey, 2013 [1])

Дополнительно обозначены (красным): точки (полюса) – ротации блоков; стрелки – тектонические трансгрессии, вызванные изменениями направления раздвигов в Атлантике.

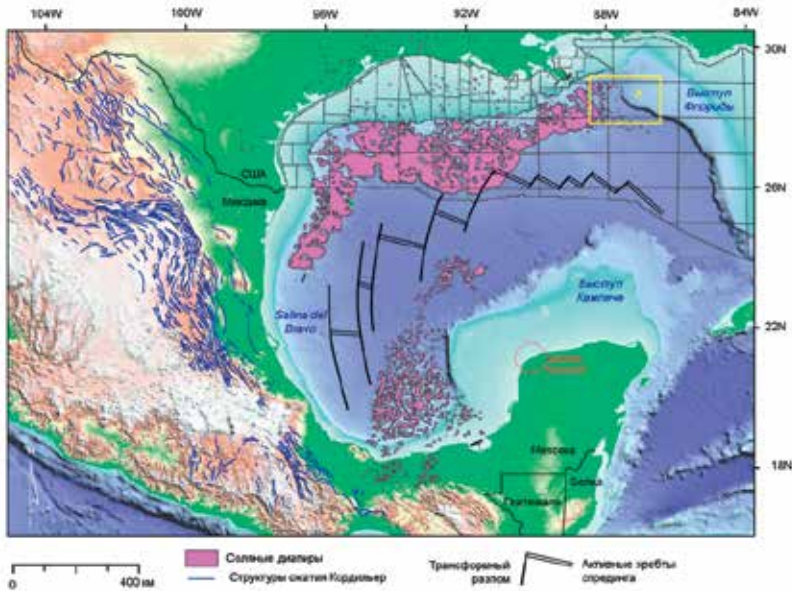


Рисунок 2. Основные структурно-тектонические элементы западной и центральной частей Мексиканского Залива (по материалам M.Hudec [2–4] и Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015 [5])

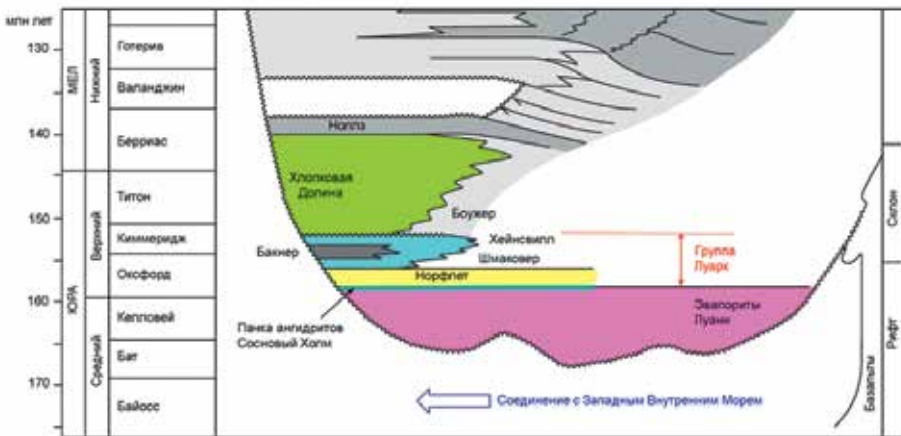
TR – разлом горизонтального скола

Обозначения: А – положение участка палеогеографической реконструкции (на рис. 5)

В кайнозое этот бассейн развивался как пассивная континентальная окраина. В период, начиная с палеоцена и по средний эоцен, на окружающих его континентальных участках происходили процессы орогенеза Ларамид и Сьерра Мадре Ориентал. Затем в среднем и верхнем эоцене начались сложные процессы отжимания соляных масс и связанной с этим складчатости. Активная соляная тектоника продолжалась до середины, а местами и до окончания миоцена, сформировав исключительно сложную УВ-систему.

Согласно палеогеографическим реконструкциям, в верхнетриасовое и среднеюрское время здесь преобладали мелководно-морские условия ограниченного бассейна, в котором откладывались эвапориты, карбонаты, вулканокластика и соли Луанн (Blakey, 2013 и 2017 [1, 6], Scotese,

2001 [7]). В течение 10 млн лет в заливе была отложена толща галита мощностью до 4000 м, которая заполнила весь рельеф нижележащих пород. В оксфордское время ей на смену пришли сравнительно маломощные, но широко распространённые терригенные осадки прибрежно-эолового типа, выделяемые на севере залива в свиту Норфлет. Несмотря на ярко выраженную разницу в литофациальных комплексах, Норфлет может рассматриваться как трансгрессивная покрывка единого (преимущественно эвапоритового) цикла Луанн. В его основании часто присутствует слой ангидрита, выделяемый в отдельную пачку – Сосновый Холм, или глинистые разности (рис. 3). Продолжившаяся в Оксфорде трансгрессия позволила в пределах стабильной окраины палеобассейна, образоваться первому карбонатному комплексу (Galloway, 2008 [8]).



**Рисунок 3. Фрагмент общей стратиграфической схемы Мезозоя севера Мексиканского залива (Galloway, 2008 [8])**

*Несмотря на литологические отличия, контакт между Луанн и Норфлет считается «неясным»: на границе выделяется пачка ангидритов, которая в сторону депоцентров замещается на аргиллиты. Залегание может быть согласным или с угловым несогласием, а обе свиты объединены в один седиментационный цикл.*

В верхней юре начинает сказываться влияние океана, а центральная часть достигает глубин в 2000 м. Соответственно, преобладает глубоководно-морская седиментация с некоторым проградационным заполнением обломочным материалом в северной части. К меловому периоду максимальные глубины палеобассейна доходили до 4000–5000 м, что обусловило отложение глубоководных карбонатных разностей. 3 подразделения – Шмаквер, Бакнер и Гилмер – образуют осадочный цикл длительностью в 5 млн лет, ограни-

ченный в кровле и подошве трансгрессивными поверхностями (рис. 3).

В кайнозое с севера, запада и северо-запада началось поступление аллювиальных отложений, связанное с различными поднятиями на континенте. Ларамидские горообразовательные процессы положили конец формированию карбонатных разностей, и тип осадконакопления сменился на преимущественно обломочный. Отложения нижней части свиты Уилкоккс (верхний палеоцен) были первыми поступлениями грубообломочного материала с запада и северо-запада. К на-

чалу эоцена здесь происходит обширная трансгрессия, которая приводит к формированию огромного глинистого интервала (Galloway, 2000 [9]). Верхняя часть (под-свита) Уилкоккс относится к началу эоцена и характеризуется формированием обширной аллювиально-прибрежной равнины с турбидитными комплексами в западной части. Средний и верхний эоцен характеризуются регрессивными комплексами, связанными с отжиманием солей.

Олигоцен связан с массивным привносом осадков и, в частности, формированием на западе и северо-западе песчаных проградационных последовательностей свиты Фрио (верхний олигоцен). К миоцену источники сноса грубообломочного материала сместились в северном направлении, а основные депоцентры – на восток.

Очень важно также рассмотреть основные нефтематеринские породы, с которыми связана продуктивность разреза. В отложениях Мексиканского залива выделяется несколько потенциально нефтематеринских толщ, из которых основными считают отложения титонского возраста. Эти комплексы сформировались в условиях глубоководного моря и характеризуются присутствием керогена второго типа (II и II-S). Согласно данным геохимии, содержание органического углерода в породах превышает 4% (вес), а водородный индекс – более 500 мг УВ/г органики. УВ-систему северной части относят к смешанному типу, полагая, что большая часть углеводородов – верхнеюрского возраста (Weimer, 2017 [10]).

Возраст большей части глубоких и сверхглубоких залежей этой провинции – от верхнеюрского (свита Норфлет), верхнепалеоценового-нижнеолигоценового (свита Уилкоккс), олигоцен (свита Фрио) и неоген. Песчаники Норфлет и Уилкоккс считаются наиболее важными объектами, т.к. характеризуются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС): пористостью от 22% до 30% и абсолютными проницаемостями до 950 мД. В фациальном плане продуктивные коллекторы варьируют от прибрежно-морских, эоловых разностей (верхняя юра) до глубоководных турбидитов (миоцен).

Далее подробно рассматриваются геологическое строение свиты Норфлет и связанный с ней успешный проект по освоению сверхглубоких нефтяных месторождений.

### **Свита Норфлет (комплекс верхнеюрского возраста)**

УВ-система Норфлет является уникальной по двум причинам: лито-стратиграфическое положение и вклад в успешное освоение сверхглубоких комплексов прибрежной и глубоководной частей Мексиканского залива. Вместе с эвапоритами Луанн и обогащенными органикой карбонатно-глинистыми разностями свиты Шмаковер она формирует «перевернутую» последовательность типа «покрышка – коллектор – генерирующая толща». Свита залегает в основании осадочного комплекса пород и подстилается мощной соленосной толщей, поэтому единственный путь для поступления в неё УВ – нисходящая миграция. Анализ нефтей из крупнейшего м. Аппоматокс показал высокую степень родства с органикой нефтематеринских интервалов перекрывающей её свиты Шмаковер (Godo, 2017 [11]).

Породы свиты Норфлет не выходят на поверхность, и её изучение основывалось на данных керна, коротажа, различных дистанционных методов и современных аналогов. Тем не менее в результате этих работ был сделан успешный прогноз о развитии высокопродуктивных коллекторов гранулярного типа в сверхглубоких разрезах сначала береговой полосы (залив Мобил), а затем и глубоководной части (каньон ДеСото).

Первая скважина вскрыла эти отложения ещё в 1935 г. и была выделена в виде собственного циклостратиграфического подразделения (свиты) в 1947 г. Потребовалось ещё 20 лет, прежде чем компания Shell, открыв месторождение Пеллахачи, обнаружила в этих песчаниках первую нефть (Godo, 2017 [11]). Этот успех не остался незамеченным, и в период с 1967 по 1979 гг. были найдены многочисленные залежи в штатах Алабама (14 залежей), Техас (2 залежи), Флорида (2 залежи) и Миссиссипи (15 залежей). Тренд континентальных открытий продолжился и в Мексиканском заливе, где сначала в прибрежной полосе, а затем и в глубоководной зоне были сделаны сверхглубокие коммерческие открытия (табл. 1, рис. 4).

Результаты бурения на объекты Норфлет также позволили пересмотреть и повысить перспективность других расположенных на больших глубинах (>6000 м) континентальных комплексов: Наггет (США), Ротлейгенс (Европа) и Унайза (Ближний Восток).

Таблица 1. Распределение пластовых давлений и температур УВ-системы Норфлетт-Шмаквер в заливе Мобил Бэй и каньоне Де Сото (Мексиканский залив)

Объект	Блок (MMS)	Дата окончания бурения	Оператор	Скважина (UWI)	Глубина воды, м	Забой, м	Свита Норфлетт		
							Температура, С°	Давление, МПа	Результаты
Шилох	DS 269	09/09/2003	Шелл	608234000601	2288,6	7282,5	123,0	111,4	нефть и остаточная нефть
Виксбург – В	DS 353	09/08/2007	Шелл	608234001401	2272,8	7553,8	166,1	119,2	нефть
Фредриксбург	DS 486	08/08/2008	Шелл	608234001500	2377,3	7484,9	147,8	113,8	нет проявлений УВ
Антиетам	DS 268	08/15/2009	Шелл	608234001702	2255,4	7325,2	157,2	116,2	нефть и остаточная нефть
Аппоматокс	МС 392	03/12/2010	Шелл	608174117203	2199,6	8176,5	137,8	125,0	нефть
Петербург	DS 529	05/02/2013	Шелл	608234002100	2324,0	8131,1	83,9	128,2	нет проявлений УВ
Виксбург – А	МС 393	05/17/2013	Шелл	608174125300	2246,6	7664,1	151,1	119,8	нефть
Хищник	DS 535	05/18/2013	Анадарко	608234002000	2489,8	6746,4	110,8	88,2	нет проявлений УВ
Коринф	МС 393	09/10/2013	Шелл	608174125302	2247,8	8027,4	162,2	122,9	остаточная нефть
Сакэ	DS 726	09/19/2013	ВНР	608234002400	1089,6	5596,5	86,7	67,3	нет проявлений УВ
Мадагаскар	DS 757	12/14/2013	Маратон	608234002500	2557,5	6902,2	103,9	99,1	нет проявлений УВ
Рыба-меч	DS 843	12/23/2013	Шелл	608234002200	2586,7	7485,5	123,9	83,6	нет проявлений УВ
Ридберг	МС 525	06/03/2014	Шелл	608174128000	2272,5	8037,5	151,7	125,6	нефть
Титан	DS 178	09/05/2014	Мёрфи	608234002702	1999,4	7420,9	138,9	120,5	нефть и остаточная нефть
Геттисбург	DS 398	11/28/2014	Шелл	608234002800	2310,0	7562,9	121,0	116,5	нефть
Персей	DS 231	12/14/2014	Статойл	608234002600	1370,0	6985,1	114,0	97,7	нет проявлений УВ
Форт Самтер	DS 566	02/01/2016	Шелл	608174131801	2138,1	8688,2	163,0	140,4	нефть
Лизбург	МС 475	05/17/2016	Шелл	608174132700	2008,5	8364,8	121,1	140,7	остаточная нефть
Баллимор	МС 607	12/16/2017	Шеврон	608174135802	1992,1	8897,9	182,2	147,0	нефть
Мобил Бэй	BLK 112	01/27/1999	Эксон	1297203620000	10,7	6664,1	193,3	94,1	газ и конденсат
Фарватер	BLK 132	04/30/1987	Шелл	1297202810000	0,2	6970,78	197,8	102,5	газ (API = 0,64)

Примечание: жирным шрифтом выделены данные по результатам испытаний





Рисунок 4. Общая схема областей Мексиканского залива и батиметрия (контуры – в футах), по данным MMS, 2017 г. Положение нефтяных месторождений глубоких комплексов

### Норфлет. Общая характеристика

Песчаники свиты Норфлет были сформированы в верхнеюрское (оксфордское) время, преимущественно в условиях обширного эолового побережья соляной (солончаковой) равнины штатов Миссиссипи, Алабама, Флорида и залива Мобил. Литофациальные и стратиграфические аналоги также описываются на северном побережье полуострова Юкатан в Мексике (Snedden, 2020 [12]). После окончания образования солей участки коры дна залива продолжали свое движение еще 7–12 млн лет, увеличив ширину бассейна в центральной части на расстояние от 100 до 250 км (Godo, 2019 [13]). Это увеличение постепенно сходило на нет к краевым частям, где соляные массы «перетекали» по горизонтали, заполняя расширяющийся бассейн. По мере продвижения соли в сторону глубоководья кромка воды в начале образования свиты Норфлет перемещалась в сторону моря; выступающая на поверхность соляная равнина послужила основой для отложения литофаций смыва<sup>1</sup> и эоловых комплексов.

Изначально сдвиг и соскальзывание отложений свиты Норфлет по склону связывались с избыточной нагрузкой на нижележащую соль, которая под давлением начинала «течь». Такие явления описывались в разрезах штатов Алабама и Миссиссипи, а также в бассейне Восточного

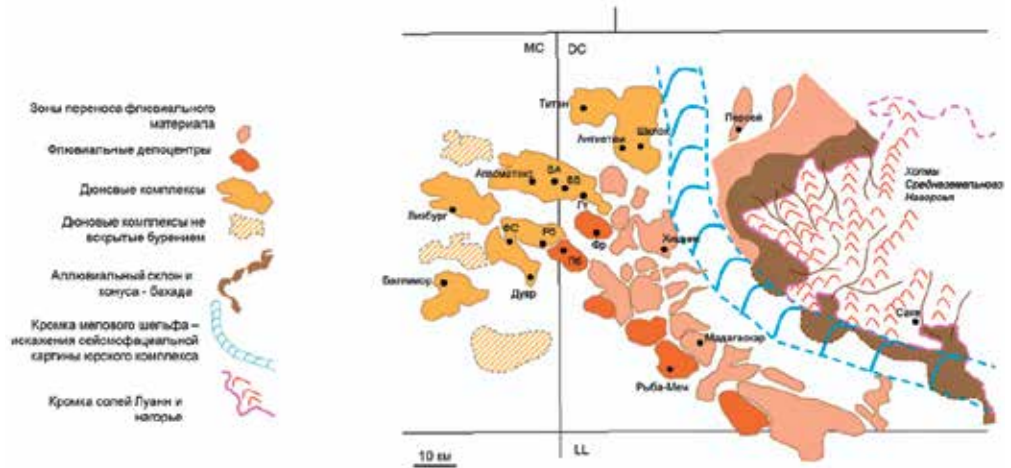
Техаса, где для начала процессов ремобилизации соли потребовалось не более 600 м осадка (Hudec, 2013 [2, 3]). Региональное погружение бассейна было на запад, его осложняло локальное поднятие Среднеземельного нагорья, которое служило источником различного обломочного материала: метаморфических комплексов палеозоя и мезозойских – вулканических (рис. 5). Вероятно, его присутствие также сказывалось на направлении вдольбереговых ветров, которые формировали эоловые комплексы.

Структурная ось нагорья погружалась в западном направлении, разделяя участки трех минибассейнов. Большие блоки осадочных пород, формировавшиеся в пределах возвышений, отламывались и соскальзывали вниз по склону, образуя олистролиты. Начало таких оползаний относится ко времени завершения отложения нижней части свиты Шмаковер, и оно продолжалось в меловое время. Размеры оползаний составляли от 2–40 км в длину и 2–15 км в ширину. Во время формирования отложений свиты Норфлет происходила дифференциация в вертикальной нагрузке, создавая иногда даже на небольших участках заполненные песчаным материалом депозиты, окруженные поднятиями. На некоторых участках смещенная соль формировала «стены», блокирующие перемещение песчаного материала или

<sup>1</sup> В оригинале используется термин «флювиально-зандровый» (от термина «зандр» (исп. sandur — буквально «песочник», от sand — «песок») — пологая волнистая равнина, расположенная перед внешним краем конечных морен — «wiki»), который рекомендован к применению при описании ледниковых осадков.

частично перенаправляющие его перенос. Такая ситуация описывается, вероятно, в самом значимом открытии этого тренда

– сверхглубокого месторождения Аппоматокс.



**Рисунок 5. Общая палеогеография верхнеюрского интервала свиты Норфлет на глубоководном участке Мексиканского залива и положение скважин (по материалам Godo, 2017 [11], 2019 [12] и ВОЕМ, 2020 [14])**

Дополнительно обозначены:

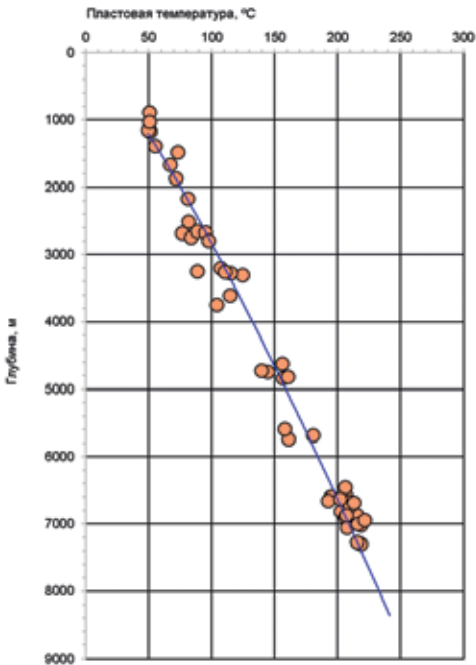
- |                      |                      |                           |  |
|----------------------|----------------------|---------------------------|--|
| – скважины:          |                      | – блоки:                  |  |
| • BA – Виксбург «А»; | • PB – Рутберг;      | • DC – каньон де Сото;    |  |
| • BB – Виксбург «В»; | • ФР – Фредриксбург; | • LL – Ллойд;             |  |
| • Gt – Геттисбург;   | • FC – Форт Самтер;  | • MC – каньон Миссиссипи. |  |
| • PB – Питерсбург;   |                      |                           |  |

Красной стрелкой показано теоретическое направление ветров, огибавших подъем нагорья и формирующих эоловые (дюнные) комплексы.

Для обозначения таких явлений, происходящих на начальном этапе дифференциального уплотнения, был предложен термин «барьеры вязкости», которые могли служить в дальнейшем начальными участками латерального соскальзывания (Ings, 2010 [15]). Дополнительная нагрузка осадков, скопившихся перед таким барьером, приводила к усилению дифференциации. Согласно расчётам, при соблюдении оптимальных условий для формирования минибассейна, связанного с топорельефом, вызванным подвижками соляного слоя, понадобилось всего 50 тыс. лет

(Godo, 2019 [13]). Такие гряды могли оказывать влияние на предпочтительное распределение грубозернистого материала как в подводных условиях (меняя волны и течения), так и при их выходе на поверхность (ветер).

Глубокие залежи свиты Норфлет могли получать сгенерированные вышележащими слоями УВ только при условии сохранения проницаемости. На основании анализа скважин каньонов Де Сото и Миссиссипи был сделан вывод, что во всех «сухих» структурах кероген свиты Шмаковер не дошел до стадии зрелости (табл. 1). Это совпадает с распределением современных пластовых температур и давлений, которые значительно выше в продуктивных разрезах (рис. 6).



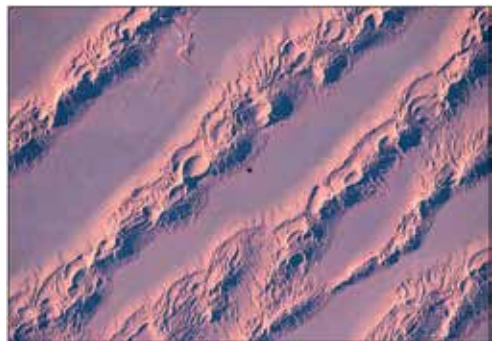
**Рисунок 6. Повышение пластовых температур песчаников Норфлет с глубиной. Данные континентальной части штата Алабамы и офшорных блоков: пролив Миссиссипи, Виоска Нол и залив Мобил (Nagihara, 2015 [16])**

В глубоко погруженном эоловом комплексе эффективная проницаемость, обеспечивающая миграцию УВ, связана исключительно с литофациями дюн. Причем лучшие её распределения отмечаются для более континентальных, «сухих» и высокоамплитудных форм, расположенных выше уровня воды. Наиболее перспективными являются участки дюнового комплекса, характеризующегося поступлением обильного обломочного материала и одновременно низкой скоростью погружения для обеспечения лучшей сортировки материала и наложения нескольких полос дюн. Наличие слишком большого пространства между ограничивающими грядами приводит к миграции дюн и смещению верхней, наиболее проницаемой части, а излишне быстрое погружение не дает возможность осуществить сортировку обломочного материала.

Периодический смыв и перенос глинистых частиц с поверхностной части дюны приводит к характерному глинистому покрытию песчаных зерен, которое в

дальнейшем предохраняет породу от диагенетических изменений (цементации). Таким образом, и «сухие», и более влажные дюны могут сохранять коллекторские свойства своих песчаников; но в случаях с отложениями выше уровня пластовых вод появляется дополнительная возможность наложения верхних частей и образования более мощного интервала с улучшенными ФЕС (Kocurek, 1993 [17]).

Мощность песчаных разностей свиты меняется в зависимости от рельефа – присутствия выступов, с которых поступали вода и обломочный материал, и преобладающего направления ветров, осуществлявших переотложение, окатку и сортировку частиц. Эоловые песчаные комплексы характеризуются весьма сложным строением, и для их детального анализа часто привлекают современные аналогии. Узкая вытянутая морфология песчаных гряд, а также группировка различных типов пород в литофациальные комплексы хорошо видна на снимках Сахары (Алжир) и побережья Намибии, сделанных НАСА (рис. 7, 8) [18, 19]. Они удивительным образом соответствуют положению детально закартированных продуктивных песчаников Норфлет на побережье Алабамы (рис. 9).



**Рисунок 7. Фотография фрагмента пустыни Сахара – участок Большого Азиатского Эрга в Алжире**

Ширина отдельных дюновых полос около 1500 м, высота – до 150 м. Эти сложные песчаные гряды состоят из элементов более мелкого ранга: звездных дюн (барханов?) и вытянутых продольных и поперечных сеифов. Различные морфологические формы связаны с направлением ветров, преимущественно на юг на данном участке.

Фото ISS046-E-48626 сделано Джастинном Уилкинсоном (НАСА) в 2016 г. Координаты центра фотографии широта: 28.00N и долгота: 6.60 E.



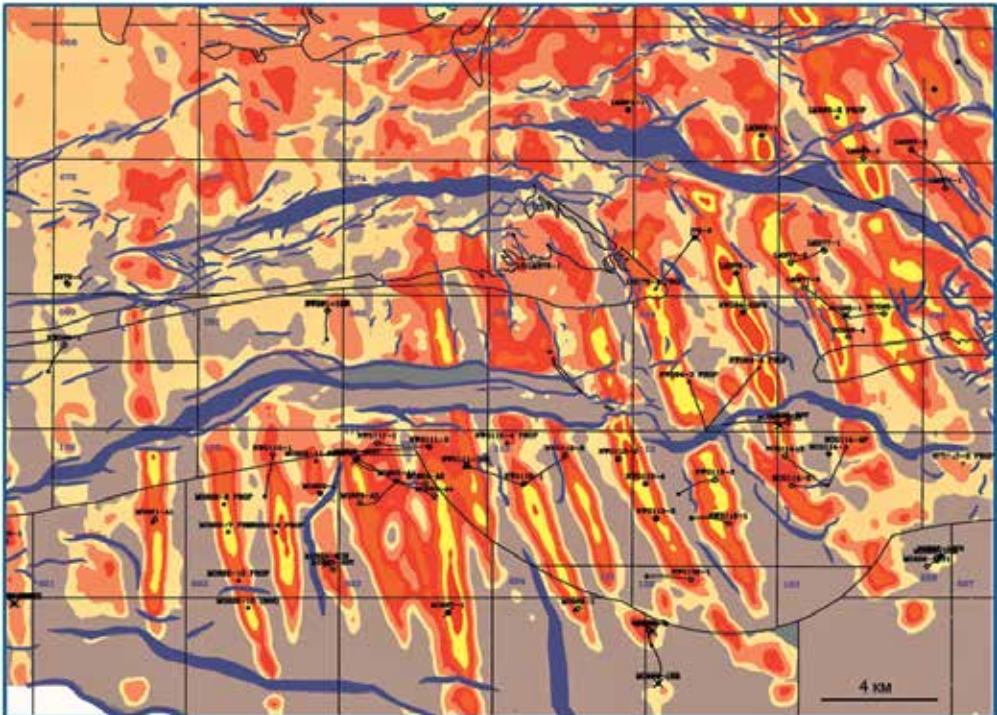
**Рисунок 8. Пустыня побережья Намибии с небольшими останцами (изолированными горными массивами инсельбергами); фотография сделана с Landsat 8, NASA, 2018**

Прибрежная зона шириной в 5–15 км (показана стрелкой) представляет собой современный аналог прибрежному золотому комплексу с формированием пляжей (обозначены белыми стрелками), дюн, барханов и вади.

Обломочный материал был перенесен на тысячи километров, в основном вдольбереговыми течениями и рекой Оранжевая, затем были подняты ветрами и переотложены на побережье. Этот пустынный комплекс считается самым древним (из современных): он состоит из двух перекрывающихся «песчаных морей» – эргов, образованных 21 и 5 млн лет назад.

Обозначения:

- Н – Хаучаб;
- К – Коичаб;
- U – Ури-Хаучаб.



**Рисунок 9. Суммарная пористость свиты Норфлет в заливе Мобил (Ajdukiewicz, 2010 [20])**

Песчаные разности откладывались в вытянутых золотых комплексах, с преобладанием дюн (ориентация – северо-запад на юго-восток), залегающих на эвапоритах Луанн. Отдельные тела мощностью до 245 м и шириной до 2500 м.

Глубокие и сверхглубокие коллекторы Норфлет сохраняют свои свойства благодаря хлоритовому покрытию, которое препятствует образованию вторичного кварцевого цемента. В уплотненных осадках образование глинистых минералов часто связано с условиями осадконакопления и, в частности, положением поверхностных вод. Это подтверждается петрографическими анализами современных разрезов песчаных дюн равнины Мескит (Калифорния) и Дюн Розовых Кораллов (Юта) (Busch, 2020 [21]). Существует большая вероятность, что из-за крутого падения слоев некоторые скважинные разрезы свиты Норфлет были неадекватно охарактеризованы испытаниями или данными каротажа. Ряд скважин в заливе Мобил вскрывал бортовую часть золотого комплекса, где встречал преимущественно плотные, непроницаемые разности; сопоставление результатов бурения с современными разрезами Намибии позволили пересмотреть перспективность таких участков (Fryberger, 2017 [22]).

#### **Диagenез песчаников Норфлет**

Одним из наиболее часто используемых приемов прогноза ФЕС песчано-глинистых разрезов является построение зависимости их свойств от глубины залегания. Золотые комплексы свиты Норфлет являются уникальным явлением, поскольку сохраняют аномально высокие значения пористости (более 20%) в глубоких и сверхглубоких (до 7500 м) разрезах (Godo, 2019 [13]).

Коллекторы характеризуются преимущественно первичной пористостью межгранулярного типа, сохранение которой связано с замедлением процессов цементации. Для офшорных и особенно глубоководных разрезов также отмечаются снижение давления вышележащих пород и одновременно относительное понижение градиентов пластовых температур.

Стратиграфически пласты Норфлет расположены между солями Луанн и мощными карбонатами Шмаковер, с незначительным содержанием глинистой компоненты. Благодаря этому пласты были изолированы от активной миграции пластовых вод, которые могли бы вызвать вторичную цементацию: на это также указывает присутствие галита в цементе и повышенная (по сравнению с остальными коллекторами залива) соленость пластовых вод. Так, например, при испытании подошвенной части разреза м. Геттисбург содержание солей составило более 240000 ppm, а в разрезе Титан – 350000 ppm (Godo, 2019 [13]).

Соленость оказывается особенно высокой в случае отсутствия в основании песчаных пород ангидритового слоя Сосновый Холл, относящегося к кровельной части свиты Луанн, или более распространенных подошвенных флювиальных аргиллитов.

Пористость и проницаемость песчаников Норфлет, в первую очередь, определяются условиями отложения. Сухие части дюн, связанные с переносом и переотложением ветром, содержат лучшие коллекторы, из которых могут формироваться мощные комплексы, названные «осыпями» (рис. 10). Эти участки связаны с процессами гравитационного переноса, перемещающими зерна на большие расстояния, и образуют породы с исключительными ФЕС (Douglas, 2010 [23]). Вторыми по качеству являются отложения внешней части активных дюн, связанные с ветровой рябью, где появляется возможность многократного перемещения зерен по склону, приводящего к повышению их сортировки и окатанности. Песчаные покровы в основании дюн и себкхи сложены породами худшего качества.

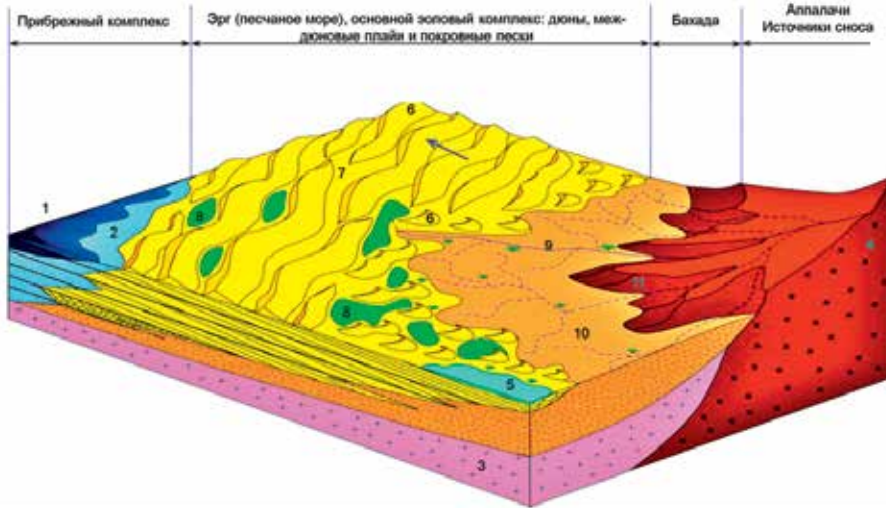


Рисунок 10. Палеогеографическая модель комплексов свиты Норфлет для глубоководной части Мексиканского залива, (по материалам Douglas, 2010 [20] и Mancini, 1986 [21])

Дополнительные обозначения:

1. Морское мелководье.
2. Солончаковый пляж – себкха (переработка в прибрежной зоне – RW).
3. Соли Луанн.
4. Магматические комплексы – источники сноса (Аппалачи).
5. Озера плайи (WI).
6. Дюны, барханы (дюновые комплексы:  $G_A-G_W-WR$ ).
7. Междюновые понижения (WR-DI).
8. Понижения с поверхностными водами (WI).
9. Руслу временных потоков (Вади).
10. Аллювиально флювиальная равнина ( $G_A-G_W$ ).
11. Аллювиальные конуса выноса склона (Бахада,  $G_A$ ).

Таблица 2. Основные литофации песчаников Норфлет и их комплексы, по данным керна (материалы Douglas, 2010 [23], и Mancini, 1986 [24])

Код	Литофации	Условия формирования. Текстуры	Фациальные комплексы
$G_A$	Песчаники мелко- и среднезернистые, с плоскопараллельной косою слоистостью, мощность слоев см, углы наклона 20–35°	Зерновые потоки и оползни крутых участков дюн	Зерновые потоки
$G_W$	Песчаники мелко- и среднезернистые, с косою слоистостью, мощность слоев от мм до см, углы наклона 10–25°	Зерновые потоки, чередующиеся с ветровым переносом (рябью); пологие участки дюн	
$W_{Rc}$	Песчаники мелко- и среднезернистые, с косою слоистостью, инверсионная градиционная сортировка, мощность слоев мм, полосчатость, углы 5–10°	Основания дюн, ветровая рябь с косою слоистостью,	Ветровой перенос
$W_{Rp}$	Песчаники мелко- и среднезернистые, с плоскопараллельной слоистостью, инверсионная градиционная сортировка, мощность слоев мм, полосчатость, углы 0–4°	Участки между дюнами, ветровая рябь с плоско-параллельной слоистостью,	
DI	Глинистые песчаники от мелко- до грубозернистых, плохо отсортированные, слоистость смятия от мм до см	Влажные участки между дюнами, под влиянием грунтовых вод, текстуры волнистые и смятия	Влажные участки (между дюнами), вади
WI	Песчаники от мелко- до грубозернистых, мм слойки, косая и волнистая слоистость в форме ряби	Влажные участки между дюнами, флювиальные отложения, следы течений коротких подтоплений	
RW	Песчаники от мелко- до грубозернистых, мм-см слойки, косая слоистость смятия и деформации	Переработка эоловых комплексов мелководно-морскими течениями	Переотложения (переработки)
$T_R$	Карбонаты, эвапориты и красноцветные аргиллиты	Трансгрессия	Трансгрессивные комплексы

Примечание: кодировка показана на рис. 11.

Хлоритовые покрытия зерен присутствуют практически во всех песчаниках дюнового комплекса и, несмотря на значительные температуры – в заливе Мобил 160–220°C, – обеспечивают сохранение первичного пустотного пространства, в первую очередь, блокируя вторичную кварцевую цементацию. Эти выводы оказались справедливы не только для свиты Норфлет, но и для разрезов тренда Тускалуса и свиты Дьюпуи (Xiao, 2020 [25]). Есть все основания полагать, что при обнаружении золотых комплексов в разрезах Прикаспийского бассейна они также будут сохранять хорошие коллекторские свойства при погружении на большие глубины.

Песчаники, связанные с временными флювиальными потоками смыва, обладают наиболее низкими значениями пористости и проницаемости. В ряде продуктивных разрезов свиты их проницаемость оказалась настолько низкой, что капиллярного давления сгенерированных УВ оказалось недостаточно для миграции. При разбуривании таких интервалов на шламмометрии отсутствуют нефте- и газопроявления, несмотря на близкое соседство со зрелыми нефтематеринскими комплексами, находящимися к тому же в зоне аномально высокого пластового давления. На ранних этапах разведки в этом комплексе основное внимание уделялось исключительно общей и эффективной пористости – понимание критической роли проницаемости для нисходящей миграции нефти пришло значительно позднее, после бурения объекта Петербург (Godó, 2019 [13]).

Основываясь на серии разрезов<sup>2</sup> мелководья Алабамы (залив Мобил) с глубинами 6126–6645 м и температурами до 215°C, была предложена модель формирования хлоритовых каемок для прогноза ФЕС Норфлет (Ajdukiewicz, 2010 [20]). Эти результаты были успешно использованы при оценке рисков и перспектив сверхглубоких объектов каньона ДеСото.

Для разрезов этой территории было характерно присутствие в кровле участка обильной кварцевой цементации мощностью от 3 до 58 м, где пористость падала ниже 8%, а проницаемость, соответственно, составила менее 1,0 мД. Состав обломочной части указывал, что песчаники были сформированы из расположенных на севере, разрушенных участков Аппа-

лачского горного массива. Их отложение происходило в условиях расширяющегося в широтном направлении (запад – восток) грабена. На континентальных участках этим отложениям соответствуют плохо отсортированные песчаники и конгломераты аллювиальных конусов выноса и временных русел – вади, которые поставляли этот материал на засоленную равнину побережья. В дальнейшем они перерабатывались ветром и в меньшей степени вдольбереговыми течениями и отлагались в виде комплексов дюн, проградационно выдвигающихся в юго-западном направлении, перекрывая соль.

По результатам скважин и объемной сейсморазведки выявилось, что продуктивные песчаники формируют узкие, вытянутые с севера на юг, субпараллельные полосы мощностью до 250 м и длиной до 1520 м, разделенные участками менее 90 м. (рис. 9). По данным керна и микросканиров, золотые комплексы были интерпретированы как дюны звездчатого строения и барханы-сеифы<sup>3</sup>. Эта морфология юрских дюн оказалась исключительно близкой к современным отложениям побережья Намибии (рис. 8). В современных пустынях интервалы в понижениях между барханами стабилизированы близко расположенными поверхностными водами. Аналогично этому междюновые участки свиты Норфлет были «привязаны» к зеркалу прибрежных вод, которое двигалось в зависимости от трансгрессий и регрессий.

Геолокация отложений современных пустынь показала, что поверхность вод под активными дюнами в засушливых условиях расположена практически горизонтально. Однако в более влажные периоды она выгибается вниз, располагаясь параллельно топографической поверхности песчаного комплекса (Busch, 2020 [21]). Такие же эффекты могут наблюдаться в случае покрытия песчаных зерен глинистыми минералами, повышающими площадь удельной поверхности и, соответственно, капиллярное давление

Одной из характерных особенностей глинистых покрытий песчаников Норфлет, являются хорошо оформленные, вытянутые кристаллы диагенетического хлорита. Ориентировка кристаллов перпендикулярно поверхности зерна указывает на их образование из поровых флюидов.

<sup>2</sup> Использовались данные керна, испытаний и каротажа из 60 скв.

<sup>3</sup> Крупные вытянутые песчаные гряды.

В разрезах Мобил Бей коллекторы характеризуются необычными, обогащенными магнием, разностями. В то время как для морских осадков более типичным является хлорит, обогащенный железом (Xia, 2020 [25]). Это, вероятно, связано с замещением первичного покрытия, представленного сапонитом<sup>4</sup> (обогащенной магнием разности смектита), который выпадает в условиях сухого климата из солончаковых рассолов. По мере погружения и повышения пластовых температур этот минерал мог переходить в обогащенный магнием хлорит (Ryan, 2002 [26]). В современных эоловых условиях такие «предшественники» хлорита начинают формироваться на поверхности или чуть ниже поверхности

грунтовых вод, при погружении на глубину около 1 м.

Коллекторские свойства сверхглубоких разрезов свиты Норфлет определяют типом глинистого покрытия поверхности зерен, происходящего на ранней стадии преобразования осадка в породу. Активные участки дюнового комплекса оказываются не лучшими разностями, если перед погружением они не проходили этап стабилизации и промывки поверхностными водами. В песчаниках выделяются 3 типа хлоритовых покрытий, соответствующих различным участкам пустынного палеокомплекса и определяющих возможность сохранения ФЕС на больших глубинах (табл. 3).

**Таблица 3. Модели диагенетических изменений песчаников свиты Норфлет в СГ-разрезах севера Мексиканского залива (по материалам Ajdukiewicz, 2010 [20], и Douglas, 2010 [23])**

Лито-фации	Условия отложения	Изменения		ФЕС
		Начальной фазы, при низких Т	Последующие, при высоких Т	
W <sub>RC</sub> W <sub>RP</sub>	Сухая, вадозная часть в кровле дюны	Переотложение исходных покрытий, перекристаллизация высоко-Т глин	Абразия, кварцевая цементация	Низкие К, Ф
			Вытянутый иллит, усиление растворения давлением	Низкие К, Ф
G <sub>A</sub> , G <sub>W</sub> R <sub>W</sub> ?	Средняя часть дюны, разбавленные метеорные воды	Исходные покрытия, КПШ – переходят в каолинит; угловатый хлорит → углистый иллит; каолинит + КПШ → диагенетический иллит	Пленочное выполнение пор, кварц цементация остановлена	<b>Высокие К, Ф</b>
			Волокнистый иллит, кварц цементация остановлена	<b>Высокие Ф</b> Низкие К
DI ? WI	Нижняя часть дюны, грунтовые солоноватые воды (Фр)	Протяженные хлоритовые покрытия; диагенетические покрытия	Хлоритовое покрытие, кварц цементация остановлена	<b>Высокие К, Ф</b>
Т = температура; К – проницаемость, Ф – пористость КПШ = калиевые полевые шпаты; Фр = фреатические воды				

К первому типу относится раннедиагенетический хлорит, вероятнее всего, образовавшийся из сапонита в нижней части дюны, которая находилась под или очень близко к уровню пересолённых грунтовых вод. Во время дальнейшего захоронения полностью покрывающая обломочные зерна, хлоритовая каемка препятствует образованию вторичного кварца, сохраняя первичную межгранулярную пористость (до 22%) и проницаемость (сотни мД).

Второй тип представлен наклонными почвенными натёками и пленками, полностью покрывающими песчаные зерна. Он сформировался на приподнятых участках,

которые периодически подвергались воздействию пресных вод – временных потоков или дождей. Образовавшиеся при этом кристаллы хлорита при высыхании налипали на поверхности; такой процесс повторялся многократно, что приводило к нескольким слоям или натёкам. В стабилизированных дюнах этот хлорит полностью покрывал внутреннюю поверхность и предотвращал последующее новообразование кварца, сохраняя большую часть первичной пористости. Однако пресные воды также растворяли зерна полевых шпатов, образуя каолинит, который на более поздних стадиях диагенеза вступал во взаимо-

<sup>4</sup> Ca<sub>0,25</sub>(Mg, Fe)<sub>3</sub>(OH)<sub>2</sub>·n



действие с остатками калиевых полевых шпатов и образовывал нитевидный иллит. В результате пористые песчаники оказывались низкопроницаемыми.

Третий тип покрытия – это нарушенные абразией, прерывистые корки, сложенные смесью диагенетического хлорита и наклоненного под углом иллита. Такие покрытия образовывались при ремобилизации, переносе и многократном переотложении изначально покрытых глинистой коркой зерен. Эти условия соответствуют наиболее активным участкам золотого комплекса, когда последующая кварцевая цементация практически полностью заполняла межгранулярное поровое пространство.

### Характеристика коллекторов песчаников Норфлет

Хлоритовые покрытия позволяют сохранять пористость при погружении и повышении температур в различных разрезах Тускалуса, Дьюпуи и многих других

(Хя, 2020 [25]). Однако их влияние на ФЕС глубоких и сверхглубоких разрезов Норфлет оказалось в достаточной мере уникальным явлением.

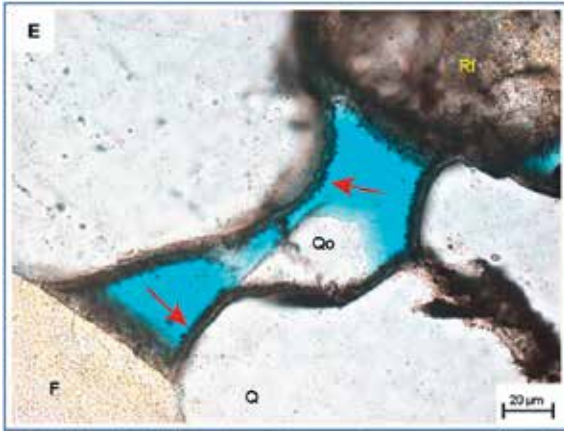
В ряде месторождений, расположенных на континентальной части штата Алабама, были вскрыты мощные песчаные интервалы свиты, в которых, несмотря на хорошие значения общей пористости, абсолютная проницаемость, по сравнению с оффшорными и прибрежными разрезами, снижалась в разы (табл. 4; значения показаны в соответствии с плотностью вероятности 90, 50 и 10%). Эта разница связана с развитием тонкого нитевидного иллита, блокирующего поровое пространство и перекрывающего каналы. Современные залежи в заливе Мобил содержат сухой газ, однако в кровле продуктивной толщи отмечаются следы палео-водонефтяного контакта (далее – ВНК), представленные пиробитумами на поверхности некоторых зерен и пузырькообразными включениями в кварцевом цементе.

**Таблица 4. Распределение абсолютных проницаемостей свиты Норфлет в пластовых условиях (рассчитанных из мобильности с учетом вязкости), по результатам испытаний и отбора проб некоторых месторождений**

Площадь	Количество образцов	Интервал, м		Проницаемость, мД		
				P90	P10	P50
Аппоматокс	19	7872,27	7886,87	0,26	27,83	1,88
Баллимор	36	8656,02	8862,49	37,90	314,77	97,87
Коринф	33	7438,68	7839,71	4,60	215,56	61,16
Форт Самтер	105	8598,42	9024,17	1,80	142,83	10,12
Предатор	26	6023,57	6247,21	0,10	90,67	24,82
Рутберг	44	7656,00	7953,52	0,43	139,12	2,07
Виксбург «В»	58	7456,91	7538,80	0,04	7,95	0,25
<b>ВСЕГО</b>	<b>321</b>	<b>6023,57</b>	<b>9024,17</b>	<b>0,21</b>	<b>162,73</b>	<b>8,75</b>

Практически во всех низкопористых участках кровельной части Норфлет отмечалось присутствие хорошо раскристаллизованного хлорита. Детальный анализ результатов электронной микроскопии показал, что для них характерны нарушения

сплошности покрытия, и при достижении породами экстремальных значений (давление – температура), при погружении на глубины более 5500 м этого оказывается достаточно для формирования вторичного кварца (рис. 11).



**Рисунок 11. Анализ структуры порового пространства кровельной части свиты Норфлет в проходящем свете**

Красными стрелками указаны корочки хлоритового состава, покрывающие большую часть кварцевых (Q) и полевошпатовых (F) зерен, и окатанного метаморфизованного обломка (Rf). В центральной части открытой поры (голубое), где отсутствовал хлорит – появляется вторичный кварц (Qo).

Наиболее типичными литофациями глубоких оффшорных коллекторов являются зерновые потоки (оползни) и интервалы ветровой ряби (переноса). Текстура песчаных разностей, в первую очередь, а также сортировка и окатанность на начальном этапе контролируют структуру межгранулярного пространства, его пористость и проницаемость. Через энергию процессов осадконакопления эти текстуры связаны с фаціальными обстановками. В продуктивных разрезах Норфлет верхние и нижние зоны сложены различными литофациями, связанными с ветровым переносом и зерновыми потоками соответственно. При повышении содержания диагенетического цемента кварцевого состава ФЕС становятся исключительно низкими, что характерно для плотных зон верхней части разреза, связанных с себкхами и междюновыми покровами.

#### Генерация и насыщение УВ

Моделирование УВ-системы верхнеюрского интервала указывает, по крайней мере, на 2 фазы образования нефти: в верхнемеловое время (~65 млн лет) и в среднем миоцене (15 млн лет). Оба пика связаны с быстрым и существенным увеличением мощности вышележащих отложений (Godó, 2019 [13]). На весьма сходные условия указывали и работы, выполненные для южной части залива – складчатого пояса Пердидо (Davison, 2017 [27]). Анализ изменений пластового давления и температур для теоретической сверхглубокой

На основании выборки из 16 образцов песчаников (три свиты – Тускалуса, Норфлет и Дююпи), были предложены зависимости микропористости хлорита (%) от его объема (%).

для обогащенных железом разностей:

$$\Phi_{\text{micro}} = \frac{7.08 \times V_{\text{clay}}}{0.39 \times V_{\text{clay}} + 2.26} + 0.927$$

для обогащенных магнием:

$$\Phi_{\text{micro}} = \frac{7.08 \times V_{\text{clay}}}{1.88 \times V_{\text{clay}} + 7.83} + 0.927$$

скважины указывает на начало генерации нефти при опускании на глубину от 4800 м до, по крайней мере, 7600 м, жидкого газа и конденсатов – до 9300–9800 м (Wang, 2020 [28]).

В каньоне ДеСото 4 вскрытых объекта Норфлет получили нефть в меловое время: Антиетам, Шилох, Титан и Лизбург. В первых трех подвижные УВ присутствуют и сегодня, а в Лизбурге отмечена только остаточная нефть. Во всех четырех объектах предполагалось присутствие значительно большей колонны УВ, которая в дальнейшем из-за нарушения покрышки была расформирована. Во всех случаях наиболее вероятной причиной стало медленное капиллярное просачивание.

Остальные ловушки с нефтями более поздней (миоценовой) генерации оказались заполнены полностью и без следов остаточной нефти или расформирования залежи (Godó, 2019 [13]). Об этом свидетельствует отсутствие изменения окраски песчаных пород и нефте- и газопроявлений ниже установленного ВНК. Более современные структурные нарушения, вероятно, позволяют некоторую утечку УВ из ловушек, однако со скоростями, позволяющими сохранить коммерческие залежи. Проанализировав выборку из 350 крупнейших месторождений, Д. МакГрегор предположил, что все эти залежи являются «динамичными и коротко живущими» явлениями со средней (медианной) протяженностью существования в 35 млн лет (Macgregor, 1996 [29]). В случае со сверхглубокими за-

лежами свиты Норфлет это время составляет, по крайней мере, 15 млн лет.

Ряд открытий в песчаниках верхней юры оказались не полностью заполнены

по отношению к последней замкнутой отметке антиклинальной ловушки. К таким относятся залежи Геттисбург, Рудберг, и вероятно, Висксбург «А» и «В».

### Список использованной литературы

1. Blakey R.C. Using Paleogeographic Maps to Portray Phanerozoic Geologic and Paleotectonic History of Western North America. – Search and Discovery, 2013, Article #30267.
2. Hudec M.R., Norton I.O., Jackson M.P.A., and Peel F.J. Jurassic evolution of the Gulf of Mexico salt basin. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2013, v. 97, No. 10, p. 1683–1710.
3. Hudec M.R., Jackson M.P.A., and Peel F.J. Influence of deep Louann structure on the evolution of the northern Gulf of Mexico. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2013, v. 97, No. 10, p. 1711–1735, doi:10.1306/04011312074.
4. Jackson M.P.A., Hudec M.R., Salt Tectonics: Principles and Practice. – Cambridge, Cambridge University Press, 2017.
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos, [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/65927/003\\_ABR-JUN\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/65927/003_ABR-JUN_2015.pdf), 2015.
6. Blakey R.C. and Ranney W. Ancient Landscapes of Western North America: A Geologic History with Paleogeographic Maps. – Project: Ancient Landscapes of Western North America. DOI: 10.1007/978-3-319-59636-5, 2017.
7. Scotese C.R., Atlas of Earth History. – PALEOMAP Project, Arlington, Texas, 2001, p. 52. (<http://www.scotese.com/>).
8. Galloway W.E. Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. – In: Sedimentary Basins of the World, Vol 5, The Sedimentary Basins of the United States and Canada, ed. Miall A.D., Elsevier, 2008, pp. 505 – 549.
9. Galloway W.E., Ganey-Curry P.E., Li X., Buffler R.T. Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2000, v. 84, No 11, pp. 1743–1774.
10. Weimer P., Bouroullec R., Adson J., Cossey S.P. An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2017, v. 101, No 7, pp. 941–993.
11. Godo T. The Appomattox field: Norphlet Aeolian sand dune reservoirs in the deep-water Gulf of Mexico. – In the book «Giant fields of the decade 2000–2010» (Eds Merrill R.K. and Sternbach C.A.), AAPG Memoir, Sept. 2017, p. 29–54.
12. Snedden J.W. Stockli D.F. and Norton I.O. Paleogeographic Reconstruction and Provenance of Oxfordian Aeolian Sandstone Reservoirs in Mexico offshore areas; comparison to the Norphlet Aeolian System of the Northern Gulf of Mexico. – Geological Society, London, Special Publications. University of Glasgow, 2020.
13. Godo T. The Smackover-Norphlet Petroleum System, Deepwater Gulf of Mexico: Oil Fields, Oil shows, and Dry Holes. – Gulf Coast Association of Geological Societies, 2019, v. 8, p. 104–152.
14. Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) – [www.boem.gov/oil-gas-energy/leasing/eastern-gulf-mexico-sale-181-information](http://www.boem.gov/oil-gas-energy/leasing/eastern-gulf-mexico-sale-181-information), 2020.
15. Ings S.J. and Beaumont C. Shortening viscous pressure ridges, a solution to the enigma of initiating salt “withdrawal” minibasins. – Geology, 2010, v. 38, p. 339–342.
16. Nagihara S. and Smith M.A. Geothermal gradient and temperature of hydrogen sulfide-bearing reservoirs, Alabama continental shelf. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2015, v. 89, No. 11, pp. 1451–1458.
17. Kocurek G., and Havholm K. Eolian sequence stratigraphy – A conceptual framework. – In the book “Recent advances in and applications of siliciclastic sequence stratigraphy” (Eds Weimer P. and Posamentier H.), American Association of Petroleum Geologists Memoir 58, Tulsa, Oklahoma, 1993, p. 393–409.
18. NASA. [Earthobservatory.nasa.gov/images/87798](http://earthobservatory.nasa.gov/images/87798), 2018.
19. NASA. [Earthobservatory.nasa.gov/images/92695](http://earthobservatory.nasa.gov/images/92695), 2018.

20. Ajdukiewicz J.M., Nicholson P.H., and Esch W.L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico. – American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2010, v. 94, No. 8, pp. 1189–1227.
21. Busch B. Pilot study on provenance and depositional controls on clay mineral coatings in active fluvio-eolian systems, western USA. – Sedimentary Geology, June, 2020.
22. Fryberger S.G, Hern C.Y. and Jones N. Modern and Ancient Analogues for Complex Eolian Reservoirs. – Search and discovery, Article #51401, AAPG Rocky Mountain Section Annual Meeting, 2017.
23. Douglas S.W. The Jurassic Norphlet Formation of the Deep-Water Eastern Gulf of Mexico: A Sedimentologic Investigation of Aeolian Facies, their Reservoir Characteristics, and their Depositional History. – M.S. Thesis, Baylor University, 2010.
24. Mancini E.A., Mink R.M., and Bearden B.L. Integrated geological, geophysical, and geochemical interpretation of Upper Jurassic petroleum trends in eastern Gulf of Mexico: Transactions. – Gulf Coast Association of Geological Societies, United States, 1986, v. 36, p. 219–226.
25. Xia H., Perez E.H., Dunn T.L. The impact of grain-coating chlorite on the effective porosity of sandstones. – Marine and Petroleum Geology, 2020, v. 115, 104237.
26. Ryan P.C. and Hillier S. Berthierine/chamosite, corrensite, and discrete chlorite from evolved verdine and evaporite-associated facies in the Jurassic Sundance Formation, Wyoming. – American Mineralogist, 2002, v. 87, p. 1607–1615.
27. Davison I. and Cunha T.A. Allochthonous salt sheet growth: Thermal implications for source rock maturation in the deepwater Burgos Basin and Perdido Fold Belt, Mexico. – Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, Interpretation, 2017, v. 5, No. 1, p. T11–T21.
28. Wang C., Zeng J., Yu Y., Cai W., Li D., Yang G., Liu Y., Wang Z. Origin, migration, and characterization of petroleum in the Perdido Fold Belt, Gulf of Mexico basin. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 107843.
29. Macgregor D.S. Factors controlling the destruction or preservation of giant light oilfields. – Petroleum Geoscience, 1996, v. 2, p. 197–217.

## ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ. МЕКСИКА ШЫҒАНАҒЫНЫҢ ОФФШОРЛЫҚ КЕН ОРЫНДАРЫ

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

*Бұл мақала әлемдік мұнай-газ алаптарының жоғары тереңдікте қалыптасқан (6 км+) көмірсутегі беткейлерінде белсенді түрде жүргізіліп жатқан барлау және игеру жұмыстары туралы топтамалардың жалғасы болып табылады және, соның ішінде, Каспий маңы мегабассейндері жобаларының баламасы ретінде Еуразия Жобасы қарастырылған.*

*Мексика шығанағы өзінің игеру тарихының ұзақтығы себебінен үлкен қызығушылық тудырып отыр. Әйткені бұл аймақ ауқымды игерілген себептерден, осы уақыт ішінде жиналған мәліметтердің ауқымды көлемін талдауға мүмкіндік береді.*

*Мексика шығанағы үш елдің – АҚШ, Мексика және Кубаның терең теңіз, қайраң және жағалау бөліктерін қамтиды және әлемдегі ең маңызды мұнай-газ провинцияларының бірі болып табылады. Оның түзілімдерінің жалпылама қалыңдығы 14000 м (одан да жоғары) әр-түрлі тау-жыныстық кешендерімен қалыптасқан – орта юрадан бастап осы заманғы түзілімдерге дейін. Бұл аймақта көмірсутектерді барлау 100 жылдан шамасындай уақытқа жалғасып келеді. Осы уақыт ішінде өнімді коллекторларды сипаттау мен көмірсутектерді іздестіру мақсатында түрлі жаңа технологиялар жасақталып, сәтті қолданылды, мысалы, қысымы өте жоғары қойнауқаттарды болжау, циклостратиграфия және сейсмофациалық талдау, төменгі-омды өткізгіш қойнауқаттарды сипаттау және де жоғарғы тереңдіктегі кен-орындарын іздестіру әдістері пайдаланылған.*

*Шығанақта игерудегі барлық нысандар түрлерінің ішіндегі негізгі қызығушылық жоғары тереңдікте қалыптасқан қойнауқаттардың Каспий маңы мегаалқабының Юра дәуірі Норфлет тастопшасына (свита) байланысты болып табылады, және де,*

осыған байланысты зерттеулер мәтіні осы мақаланың негізгі бөлігінде баяндалған. Әрине, тікелей салыстыру туралы айтуға болмайды, дегенмен, атап айтқанда, кескін бөлігінің золалық шығу тегі бұл нысанды айтарлықтай ерекшелендіреді. Дегенмен, авторлардың пікірінше, оны зерттеу, сондай-ақ оны игеру бойынша сәтті жобаның өз көз-алдымызда жүзеге асырылуын айқындау, Каспий теңізінің терең беткейлерінде болашақта жүргізілетін жұмыстарға арналған көптеген маңызды ақпарат бере алады.

Мақала екі бөлімнен тұрады. Біріншісі – Мексика шығанағы бассейнінің қалыптасуының геологиялық тарихы, терең жатқан Норфлет свитасының өнімді кешенінің ерекшеліктері. Екінші бөлімде, Норфлет өнімді кешенінің барлау тарихы, негізгі ашу жаңалықтарының сипаттамасы, сондай-ақ Мексика шығанағындағы (АҚШ және Мексика секторлары) Норфлет таспауындағы жаңа терең кен-орындарының ашылу болашағы туралы мәліметтер келтірілген. Ғаламдық «ойыншы» ретінде Шелл компаниясының күшімен, осы кешенді игеру тарихын талдау, басқа мұнай-газ алқаптарында, соның ішінде Каспий маңы бассейндерінде терең жатқан беткейлерді игеру сценарийлерінің негізгісі болмаса да, олардың бірі болып табылатыны анық. Қазіргі таңда, жаһандық алпауыт компаниялар (International Oil Companies) технологияларды пайдаланып, осы мәселені шешу үшін қажетті ресурстарын әбден жұмылдыра алады.

Түйін-сөздер: Мексика шығанағы, Каспий маңы мегаалабы, шөгінді жыныстар бассейні.

## DEEP OIL. OFFSHORE DEPOSITS OF THE GULF OF MEXICO

K.O. Iskaziev, P.E. Syngaevsky, S.F. Khafizov

*This article continues a series of reviews of the world's oil and gas basins, where active exploration and development of hydrocarbon deposits in superdeep (6 km +) horizons are taking place, as probable analogues of projects in the Caspian megabasin, primarily the Eurasia project. In this regard the Gulf of Mexico is of great interest, since this region is very well studied over such a long history of its development and thus makes it possible to analyze a huge amount of data collected during this time.*

*The Gulf of Mexico includes the deep-water, offshore and coastal parts of three countries – the United States, Mexico and Cuba, and is one of the most important oil and gas provinces in the world. Its deposits are represented by various complexes – from the Middle Jurassic to modern sediments, with a total thickness of 14,000 m and more. Exploration for hydrocarbons has been going on here for almost 100 years. During this time, various new technologies have been developed and successfully applied, such as forecasting abnormally high reservoir pressure, cyclostratigraphy and seismic facies analysis, characterization of low-resistivity productive reservoirs and the search for ultra-deep hydrocarbon deposits.*

*Of all the variety of objects developed in the Gulf, in the context of the study of deep deposits, the main interest and possible associations with the Caspian megabasin are the deposits of the Norflet Formation of the Upper Jurassic, which are discussed in the main part of this article. Of course, we are not talking about a direct comparison; in particular, the aeolian origin of part of the section makes this object significantly different. Nevertheless, according to the authors, studying it, as well as understanding how a successful project for its development is being implemented right before our eyes, can provide a lot of important information for working in the deep horizons of the Caspian region.*

*The article is divided into two parts. The first examines the geological history of the formation of the Gulf of Mexico Basin, the features of the deep-lying productive complex of the Norflet Formation. The second part provides information about the history of exploration of the Norflet productive complex, characteristics of the main discoveries, as well as the prospects for discoveries of new superdeep deposits in the Norflet Formation within the Gulf of Mexico (sectors of the United States and Mexico). Analysis of the history of the development of this complex by the global «player» – Shell, is very important, as one of the scenarios for the development of deep horizons in other oil and gas basins, incl. Caspian. International*

*Oil Companies are able to mobilize the necessary resources and technology to effectively address this challenge.*

*Key words: Gulf of Mexico, Caspian megabasin, sedimentary basin.*

### **Информация об авторах**

**Исказиев Курмангазы Орынгазиевич** – канд. геол.-мин. наук, профессор, Генеральный директор, Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», *k.iskaziyev@kmgep.kz*.

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

**Сынгаевский Павел Евгеньевич** – канд. геол.-мин. наук, старший советник, петрофизик, *shadow63raven@yandex.ru*.

Noble Energy, США

**Хафизов Сергей Фаизович** – докт. геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, *khaifizov@gubkin.ru*.

РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

## ВАЖНОСТЬ ПОДБОРА ПРАВИЛЬНОЙ МЕТОДИКИ КАРТИРОВАНИЯ ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖАХ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**К.К. Манкенов**

*В данной статье автор попытался обратить внимание на проблему поиска и выявления зон сложнопостроенных коллекторов в карбонатных отложениях зрелых месторождений, роль трещиноватости в которых является первостепенной. Разработка трещиноватых коллекторов карбонатных месторождений является одним из основных направлений повышения добычи, и большинство крупных открытий происходит именно в них. По последним оценкам в карбонатных отложениях сосредоточено более 60% запасов нефти и 30% газа.*

*Привлечение новых апробированных технологий поисков, обработки и интерпретации сейсмических и скважинных данных, смена парадигмы поисков дают возможность выявлять принципиально иные направления исследований и изменить уровень понимания геологического строения и особенностей фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов «зрелых» месторождений со сложнопостроенными коллекторами. Вероятность того, что многие из них содержат перспективные объекты, очень высока; опускание и вовлечение в разработку таких объектов может дать этим районам вторую жизнь и обеспечить рентабельную добычу.*

*Ключевые слова: сложнопостроенные коллекторы, трещиноватость, тектоническая деструкция, миграция дуплексных волн, системный подход.*

### **Введение**

Основной целью геологоразведочных работ является научно обоснованное, планомерное и экономически эффективное обеспечение добывающей промышленности разведанными запасами полезных ископаемых, изучение способов их полной, комплексной и экономически рациональной добычи в процессе эксплуатации месторождений с учётом охраны окружающей среды. Поиск и разведка/доразведка углеводородов (далее – УВ) включают в себя анализ разнообразной по объёму и качеству информации. Современный этап поисково-разведочных работ на нефть и газ осложнен многими объективными причинами, связанными, в частности, с необходимостью освоения глубоко залегающих горизонтов, сложно дислоцированных структур осадочного чехла и углеводородных систем, находящихся в жестких термобарических условиях в связи с естественным истощением запасов и падением добычи, существующими неопределённостями геологической модели разрабатываемого месторождения и, соответственно, с высокими геологическими и финансовыми рисками. Правильность оценки рисков

зависит от наличия, полноты и достоверности данных, на основе которых выполняется этот анализ. Одним из основных методов, позволяющим адекватно оценить все составляющие геологических рисков объекта исследования, является сейсморазведка, которая остается основным методом, предоставляющим объемную картину изображения модели месторождения. Геологические риски, связанные с бурением малодебитных и «сухих» скважин, и значительные неопределенности при разработке, бурении и добыче УВ обусловлены «некондиционностью» используемых геологических моделей, т.е. моделей с недостаточным технологическим уровнем геолого-геофизических и других отраслевых исследований, направленных на уточнение геологии и петрофизических свойств продуктивных пластов, их геометрии и распространения по площади. Очевидно, что для опережающего возмещения извлекаемых запасов и успешной реализации стратегии прироста запасов требуется выявление пропущенных и поиск новых залежей нефти и газа в пределах и за контурами действующих месторождений. Для вовлечения пропущенных запасов в разработку

ку необходим обширный анализ истории разработки месторождений, скрупулезная оценка всей накопленной геологической информации с привлечением современных методов анализа, выявления и картирования зон развития сложнопостроенных трещиноватых коллекторов в терригенных и карбонатных отложениях по сейсмическим и каротажным данным. Одним из эффективных направлений повышения добычи является разработка трещиноватых коллекторов карбонатных месторождений. По оценкам экспертов в них сосредоточено порядка 60% запасов нефти и до 30% газа в мире. Большинство последних открытий происходит именно в трещиноватых коллекторах карбонатных отложений. Трещинная составляющая в карбонатных породах играет основную роль в процессе фильтрации флюидов: было установлено, что в процессе фильтрации флюида к забоям добывающих скважин участвуют пропластки с пористостью менее 5%, что указывает на естественную трещиноватость. Это закономерно, поскольку трещиноватость горных пород резко увеличивает их проницаемость. При этом нужно отметить, что рентабельная разработка залежей с данными коллекторами может эффективно осуществляться только на основе всестороннего анализа всей имеющейся геологической информации, полученной с самого начала разработки месторождений, и применения передовых технологий обработки и интерпретации геологической информации.

### **Современные вызовы и поиск решений**

Падение добычи связано не только с естественным истощением выявленных запасов, но и с ограниченной информативностью и низкой достоверностью ранее применявшихся поисковых технологий, отсутствием опыта и стереотипами в поисках: ищем то, к чему привыкли, что понимаем и что искали и находили последние десятилетия, используя антиклинальную парадигму поисков. Значительное увеличение стоимости прироста новых запасов за счет ухудшения и труднодоступности сырьевых ресурсов и связанный с этим рост инвестиционных рисков в нефтегазовые проекты вынуждают нефтяников искать бизнес-решения, позволяющие существенно повысить эффективность геологоразведочных работ с целью выявления и вовлечения

в разработку «нестандартных» ловушек в зонах развития трещинно-кавернозных сложнопостроенных коллекторов (далее – СПК), оценить их запасы и возможные риски и передать их в разработку.

Системный подход при комплексном анализе накопленной геолого-геофизической и промысловой информации на основе обновленной концепции геологической модели позволит выработать правильную концепцию и определить основные направления для повышения эффективности как геологоразведочных исследований при разведке, так и геолого-технических мероприятий по доразведке действующих месторождений и существенно снизить геологические риски.

Примеры обнаружения и получения промышленных притоков из СПК коллекторов палеозойских отложений в ряде месторождений Южного Тургая (Западный Тузколь, Дошан, Карабулак, Кенлык, Северный Кызылкия и т.д.), карбонатных месторождений Карагинской седловины и пока единственного месторождения в «выветрелых» гранитных породах Оймаша Южного Мангышлака являются веским подтверждением перспективности и наличия неразведанного потенциала СПК и дополнительным весомым аргументом для обоснования необходимости выработки поисковых критериев и правильного подбора методик и технологий поисков на основе новых концепций выявления последних.

Особое внимание заслуживают месторождения Карагинской седловины Южного Мангышлака. Отложения среднего триаса вскрытой мощностью порядка 600–650 м отнесены к вулканогенно-карбонатной сероцветной формации. В составе толщи выделены 3 продуктивные пачки: нижняя – вулканогенно-доломитовая, средняя – вулканогенно-известняковая и верхняя – вулканогенно-аргиллитовая. Большие различия полученных дебитов нефти скважин из вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса, в частности, скв. №1 м. Алатюбе, где из вулканогенно-известняковой толщи был получен фонтан нефти дебитом более 1500 м<sup>3</sup>/сут на 16 мм штуцере, а при опробовании вулканогенно-доломитовой пачки был получен дебит нефти более 400 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Но при этом необходимо отметить, что большее количество высокодебитных притоков получено из



вулканогенно-доломитовой толщи, где и локализованы основные разведанные запасы среднего триаса. Неоднозначные результаты получены при опробовании вулканогенно-известняковой пачки, где в отдельных скважинах получены фонтанные притоки нефти и газа (скв. №1 м. Алатюбе), а на м. Ациагар, Северный Аккар и др. результаты опробований были отрицательными. Неоднозначность результатов, полученных при опробовании продуктивных пачек среднего триаса, свидетельствует о сложном строении пустотного пространства и литологической изменчивости коллекторов. Так, по результатам промысловых исследований и анализов кернового материала продуктивный интервал вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса включает порово-каверновые, каверно-поровые, трещинно-кавернозные и трещинный типы коллекторов, что является результатом тектонической перестройки, способствовавшей активному диагенезу и образованию трещин как тектонических, так и каверн выщелачивания. С зонами развития трещин и связаны высокодебитные притоки, полученные при опробовании этих отложений [1].

#### **Особенности месторождений со сложнопостроенными коллекторами**

Для месторождений с СПК характерны аномальные реологические свойства, такие как сложное пустотное пространство и низкая проницаемость коллекторов. Специфичная особенность СПК – течение флюида в среде с двойной пористостью и двойной проницаемостью, обусловленное тектонической деструкцией в результате воздействия внешних сил, таких как разрывы растяжения, сдвиговые деформации пород при сжатии и др. Зоны развития тектонических деструкций не зависят от литологического состава, и растрескивание пород происходит в основном в субвертикальной плоскости. Схожие свойства характерны и для месторождений высоковязких нефтей и битумов.

Специфичность и аномальные реологические свойства СПК месторождений определяют комплекс методов и исследований, таких как специальные исследования керна, современные методы геофизических исследований, интерпретационная обработка данных 3D сейсморазведки, и специальные геофизические сква-

жинные исследования (ядерно-магнитный резонанс, пластовый литосканер, гидродинамические исследования, дебитометрия и др.), проведение широкополосных акустических исследований в скважинах для построения литологической модели продуктивных пластов, а также количественной оценки механических свойств, выделение газовых интервалов, оптимизации гидроразрыва пласта и анализа выноса песка.

#### **Методы поисков и картирования зон развития трещин**

Широкое распространение для картирования зон развития трещин получили методы трехмерных исследований частотно-зависимых атрибутов сейсмического волнового поля. При этом необходимо отметить особенность этих атрибутов – зависимость частоты отраженной волны от размера объектов: амплитуды на разных частотах отражают аномалии различных размеров, и необходимо помнить, что некогерентными могут быть не только зоны тектонических нарушений, но и литологические изменения и не устранённые при обработке разного рода помехи. Также было установлено, что отчетливой зависимости между значениями коэффициента продуктивности скважин и когерентности не отмечается, следовательно, сейсмические атрибуты могут быть использованы только на качественном уровне и только совместно со скважинной информацией [2].

В статье [2] автор делится практическим опытом решения задачи выделения зон трещиноватости по сейсмическим данным на карбонатном месторождении Тимано-Печорской провинции: «Задача выделения зон трещиноватости по сейсмическим данным решалась в рамках различных подходов: по геометрическим атрибутам, по когерентности, спектральным разложениям волнового поля. На последнем этапе была применена миграция дуплексных волн, которая не только подтвердила полученные ранее результаты, но и позволила наиболее четко выделить отдельные линейные аномалии и ранжировать их по проницаемости/экранируемости.

Вблизи продуктивного интервала по результатам обработки электрометрии были выделены трещиноватые прослои, с которыми и были связаны резкие скачки

кривых профиля притока, фиксирующие максимальный объем (до 90%) притока нефти».

Высокая продуктивность скважин приурочена к интервалам дробления плотных карбонатных пород в месте пересечения ствола скважины с зоной развития тектонических трещин; такие зоны разуплотнения фиксируются гидродинамическими исследованиями скважин и могут быть выявлены сейсмикой, что подтверждается уверенным коэффициентом корреляции (94%) и коэффициентом продуктивности скважин, полученным по результатам статистического анализа результирующего куба экстрагированных дуплексных волн [2].

Результаты исследований, изложенные в статье [2], подтверждают, что высокодебитные интервалы м. Алатюбе приурочены к зонам тектонического дробления вулканогенно-известняковой пачки в отложениях среднего триаса [1]. Очевидно, что и высокопродуктивные интервалы, из которых получены притоки с большими дебитами на м. Восточный Акжар, Лактыбай, Алибекмола и др., связаны именно с зонами развития субвертикальной трещиноватости. Для подтверждения этих выводов требуются специальные исследования истории разработки с привлечением новых технологий обработки и комплексной интерпретации всей доступной геолого-геофизической и промысловой информации.

При планировании работ по анализу истории разработки месторождений с «уникальными» дебитами нефти и газа необходимо уделять особое внимание процессам обработки данных. В части обработки/переобработки сейсмических данных это – максимально корректная обработка с точки зрения сохранения амплитуд, с максимально высоким соотношением «сигнал/помеха». Для улучшения разрешающей способности имеющихся сейсмических данных и повышения соотношения «сигнал/помеха», за счет удаления шумов нерегулярных помех и расширения частного спектра необходимо использование соответствующих проверенных методик, к примеру, WDS (Well Driven Seismic) компании WesternGeco Schlumberger. Предлагаемая методика позволяет получить существенно улучшенный сейсмический материал за счет использования данных вертикального сейсмического профилирования. Всё это позволяет в сжатые сро-

ки получить достоверную геологическую модель с целью выбора точек заложения эксплуатационных скважин. Обязательным требованием являются скрупулёзное выполнение анализа качества и надлежащая подготовка материалов скважинных исследований как для петрофизического моделирования, так и как основы для сейсмической инверсии. Т.к. в процессе разработки месторождения геофизические исследования в скважинах проводились в разные годы, различными операторами, с использованием различной аппаратуры, и, как правило, информация по эталонировке приборов отсутствует, в результате кривые одного и того же метода в различных скважинах имеют различный уровень показаний, что не связано с геологическими особенностями изучаемого разреза.

### **Важность информации о трещиноватости для понимания геологии месторождений**

Изучение трещиноватости в различных геологических условиях позволяет установить связь между параметрами трещиноватости и основными геологическими факторами (тектоническая напряженность, вещественный состав пород, толщина вмещающего слоя, ориентировка основных тектонических напряжений и др.), изучить распределение системы трещин и их густоту на локальных структурах в складчатых и платформенных областях и в зонах дизъюнктивных нарушений. Различными методами исследований выделялись различные по размеру объекты: микротрещиноватость, мезотрещиноватость, макротрещиноватость.

Информацию о доминирующих направлениях открытой трещиноватости, её раскрытости и протяженности следует учитывать при задании азимутальных направлений бурения горизонтальных и наклонных стволов скважин, а также при проектировании системы поддержания пластового давления. Скважины, пробуренные перпендикулярно направлению распространения трещиноватости в коллекторе с низкими проницаемостью и пористостью, будут пересекать системы трещин, что обеспечит их более высокую производительность или приемистость. Открытые трещины обладают довольно высокой проницаемостью за счёт пониженной извилистости вторичных путей фильтрации пластовых флюидов, что су-

щественно повышает гидропроводность пласта.

Опыт эксплуатации карбонатных месторождений показывает, что для них характерно то, что в пределах одной и той же залежи скважины могут значительно отличаться по продуктивности, что объясняется наличием высокопроницаемых трещиноватых коридоров. При разбуривании трещиноватых коридоров, с которыми связаны высокие дебиты и коэффициенты продуктивности, весьма важно иметь оценку величины пористости (плотности трещин) и проницаемости внутри коридора. Эта информация позволит оценить риски осложнений при бурении и избежать аварий. Также рекомендуется бурить скважины на некотором расстоянии от высокопроницаемой зоны и вскрывать её при помощи гидроразрыва, что позволит избежать аварий и будет экономически выгоднее [3].

#### **Инструменты повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой месторождений**

Построение цифровых трехмерных, постоянно действующих, геолого-гидродинамических (геолого-технологических) моделей – инструмент для повышения качества проектирования, управления и контроля над разработкой месторождений. Важность интеграции всей доступной геологической и промышленной информации, её верификация и приведение в соответствие с друг другом для построения адекватной модели среды определяют дополнительные требования к специалистам, занимающимся геолого-гидродинамическим моделированием: знания основ обработки, физические принципы, технические и технологические ограничения сейсмических методов, геофизических и гидродинамических исследований скважин, методики стандартных и специальных исследований керна и флюидов, геостатистики, седиментологии, знание физики пласта, техники и технологии добычи нефти и газа.

Необходимость постоянного уточнения геологического строения месторождений не означает их недоразведанность, поскольку нужно учитывать, что исследования разведочного и постразведочного этапов разделены по времени, и научно-технический уровень геолого-геофизических методов постразведочного этапа,

как правило, всегда выше. При этом нужно отметить, что даже самый высокий уровень методик на этапе выявления объекта не исключает постразведочного этапа. По результатам начального этапа разработки требуются детальный анализ и принятие оперативных решений в зависимости от полученных результатов. Почти всегда требуются последующие переобработка и комплексная интерпретация/переинтерпретация накопленной геологической информации, и, возможно, окажется, что имеющихся данных недостаточно, или на рынке появились новые технологии. В этом случае возникает необходимость планирования переобработки имеющихся или проведение новых площадных геофизических съемок и скважинных исследований. При этом необходимо всегда строго придерживаться следующего:

1. в части планирования и дизайна:
    - раннее планирование с целью определения требуемой модификации съёмки, видов геолого-геофизических исследований, объемов и бюджета;
    - разработка и моделирование параметров геофизических исследований с целью подбора оптимального варианта для успешного решения геологических задач;
  2. в части проведения полевых работ и сбора геолого-геофизической информации как площадной (3D-сейсмика и гравимагнитная съемка, электроразведка), так и геофизических исследований в скважинах, а также обработки и интерпретации:
    - качественный супервайзинг полевых исследований, обработки/переобработки интерпретации геолого-геофизической информации;
    - ответственный, технически обеспеченный субподрядчик;
    - возможность предобработки получаемых данных непосредственно в «поле» с целью снижения ошибочных записей.
- Качественный полевой материал, будь то сейсмические данные, каротажи в скважине или любые другие данные, полученные в процессе поисков, разработки и добычи с соблюдением всех технологических требований мировой практики в индустрии, всегда можно переобработать при помощи новых технологий и не проводить дополнительных полевых исследований, что окажет существенное положительное влияние на экономику проекта в целом.

## Заключение

Несмотря на потенциальные перспективы и большие запасы углеводородов, связанных с залежами в сложнопостроенных коллекторах, в которых трещиноватость играет важную роль в процессах миграции углеводородов месторождений в ловушках, сформированных в коре выветривания выступов фундамента, зонами развития субвертикальных трещин в карбонатных и терригенных месторождениях, приоритетными остаются ловушки с традиционными структурными ловушками в терригенных отложениях. Это обусловлено сложным строением порового пространства, высокой неоднородностью фильтрационных и емкостных свойств (далее – ФЕС), литологическим разнообразием коллектора и другими факторами. Трещиноватые пласты являются типичным примером систем двойной пористости, и для них характерно неоднородное поведение фильтрационных характеристик, которое может отмечаться при испытании пластов. Сложность прогнозирования работы скважин возникает и из-за неравномерного обводнения, а также осложнения при локализации запасов, проектировании разработки и управлении добычей месторождений.

В зонах развития коры выветривания по разным литологическим разновидностям – ультраосновным, основным и кислым интрузивным, эффузивным магматическим, метаморфическим, разнообразным терригенным и карбонатным осадочным породам, – в пределах эрозионно-тектонических выступов фундамента образуются сложнопостроенные ловушки углеводородов, где трещинная составляющая играет значительную роль в процессе фильтрации флюидов в пласте. На сегодня известно более 450 месторождений с промышленными запасами нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира.

При этом огромные территории исторически нефтеносных районов Западного Казахстана и Южного Тургая с развитой инфраструктурой по-прежнему остаются недоисследованными. Единичные обнаружения промышленных притоков из «трещинных» коллекторов палеозойских отложений в ряде месторождений Южного Тургая (Западный Тузколь, Дощан, Карабулак, Кенлык, Северный Кызылкия и т.д.), карбонатных месторождений Карагин-

ской седловины и пока единственного месторождения в «выветрелых» гранитных породах Оймаша Южного Мангышлака являются веским подтверждением перспективности и наличия неразведанного потенциала месторождений со сложнопостроенными коллекторами и дополнительным весомым аргументом для обоснования необходимости правильного подбора методик и технологий поисков и выявления последних.

Современные технологии в купе с моделированием дают возможность выявлять принципиально иные направления исследований и могут дать обновленный уровень понимания геологического строения и особенностей ФЕС «зрелых» месторождений с СПК. Вероятность того, что многие из них содержат перспективные объекты, очень высока, опосредование которых может дать зрелым месторождениям вторую жизнь и обеспечить рентабельную разработку.

Одним из реальных направлений, где можно получить относительно быстрый и существенный экономический эффект, является доразведка действующих месторождений с изучением потенциала сопредельных территорий. За многолетнюю историю на месторождениях накапливается огромный объем уникальной информации, связанной как с замерами динамических параметров работы каждой скважины, так и с огромным количеством других исследований, включая сейсмическую инверсию. В этой информации в неявном виде зашифровано знание о строении как призабойной зоны скважин, так и пласта в целом. Анализ и систематизация данной информации как по площади, так и во времени, позволяет лучше понимать поведение пласта, а, значит, прогнозировать режимы работы новых скважин. Эта амбициозная задача может быть выполнена в разумные сроки, с применением современных вычислительных ресурсов и новых технологий работы с большим объемом данных.

Совместный анализ результатов сейсмической инверсии (прогноза свойств в межскважинном пространстве), геологической информации и динамических характеристик работы скважин позволяет оценить риски и вероятность бурения успешной скважины. Комплексный подход — это ключ к успешному прогнозу и оптимизации разработки зрелых месторождений.

### Список использованной литературы

1. Крупин А.А. Рыкус М.В. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. – Нефтегазовое дело, 2012, №3, с. 275–287.
2. Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн – метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса. – Геология нефти и газа, 2008, №3, с. 1–10.
3. Мармалевский Н.Я., Костюкович А.С., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю. Влияние проницаемости на свойства изображений трещиноватых зон, получаемых при помощи миграции дуплексных волн. – Збірник наукових праць УкрДГРІ, 2015, №2, с. 78–85.

## КҮРДЕЛІ КАРБОНАТТЫ ТҮЗІЛІМДЕРДЕГІ ЖАРЫҚШАҚ-КАВЕРНОЗДЫ ҚОЙНАУҚАТТАРЫН АНЫҚТАУДАҒЫ ДҰРЫС ӘДІСТЕРДІ ТАҢДАУ МАҢЫЗДЫЛЫҒЫ

Қ.К. Манкенов

*Бұл мақалада автор жетілген кен-орындарындағы көп-қабатты күрделі құралған өткізгіш қабаттарын карбонатты түзілімдерін іздеу және анықтау проблемаларына назар аударуға тырысты, соның ішінде бірінші кезекте жарықтық рөлі болып табылады. Карбонатты кен-орнында жарықшақты өткізгіш қабаттарды игеру мұнай өндіру көлемін ұлғайтудың негізгі бағыттарының бірі болып табылады және негізгі кен-орындарының ашылуларының көпшілігі сол аймақтарға тиесілі. Соңғы есептеулер бойынша мұнай қорының 60%-дан астамы және газдың 30%-ы карбонат кен орындарында шоғырланған.*

*Жаңа технологияларды тарту және іздеу парадигмасының өзгеруі зерттеудің негізгі жаңа бағыттарын анықтауға мүмкіндік береді және олар «жетілген» кен орындарындағы күрделі қойнауқаттардың сыйымдылық қасиеттері мен геологиялық құрылымының сипаттамаларын түсінудің жаңа деңгейін қамтамасыз етіп, көп жағдайда перспективті нысандарды табу ықтималы өте жоғары болады және де оларды іздестіруге, осы салаларды дамытуға ықтимал жасап, екінші өмір беруге, тиімді өндірісті қамтамасыз ете алады.*

*Түйін-сөздер: күрделі су қоймалары (КСҚ), жарықшақтық, тектоникалық бұзылу, дуплексті толқындардың (ДТМ) миграциясы, жүйелік тәсіл.*

## THE IMPORTANCE OF SELECTING THE CORRECT MAPPING METHODS FOR FRACTURED CARVERNOUS RESERVOIRS IN COMPLEX CARBONATE SEDIMENTS

K.K. Mankenov

*In this article, the author attempted to draw attention to finding and identifying structurally complex reservoir zones in mature carbonate fields, where fractures are of paramount importance. The development of fractured reservoirs of carbonate fields is one of the main areas for boosting production, and most of the significant discoveries took place in described areas. According to the latest calculations, more than 60% of oil reserves and 30% of gas are concentrated in carbonate sediments.*

*Adapting new technologies and transforming the prospecting paradigm makes it achievable to identify fundamentally new areas of research and give an entirely new level of understanding of the geological structure and reservoir properties of «mature» fields with structurally complex reservoirs. The probability that many of them contain prospects is very high, prospecting and developing these areas that can give them a second life and ensure profitable production.*

*Keywords: Complex Collectors (CC), fractures, tectonic destruction, migration of duplex waves (MDW), systematic approach.*

### Информация об авторе

**Манкенов Кайрат Кемпирбаевич** – эксперт, [k.mankenov@niikmg.kz](mailto:k.mankenov@niikmg.kz).  
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 665.662

## ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАБУРУНЬЕ

М.Ш. Мусаев, Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

*В условиях высокой выработанности нефтяных месторождений и нестабильных цен на нефть особую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи, применение которых способствует увеличению коэффициента извлечения нефти на фоне применения вторичных методов нефтеотдачи. К числу технологий, позволяющих увеличить КИН, относится полимерное заводнение, отличительными преимуществами которого, по сравнению с другими химическими методами, являются широкий диапазон применения и вариативность дизайна при реализации.*

*В данной работе представлены результаты применения технологии полимерного заводнения на месторождении Забурунье. Для определения стратегии дальнейшей реализации технологии полимерного заводнения и с целью поиска оптимальных прогнозных вариантов разработки проведены расчёты на построенной гидродинамической модели.*

*Ключевые слова: полимерное заводнение, коэффициент извлечения нефти (КИН), повышение нефтеотдачи, зрелое месторождение, повышение охвата, полимер, гидродинамическая модель, прогнозный вариант, адаптация, оптимизация.*

### Введение

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки и относятся к категории «зрелых» месторождений. По оценке Министерства энергетики РК сейчас в недрах Казахстана остается около 70% нефти. В мировом опыте разработки зрелых месторождений ключевое внимание уделяется внедрению третичных методов увеличения нефтеотдачи – химических, тепловых, газовых, микробиологических. Широкое применение новых методов нефтеотдачи позволило бы нарастить извлекаемые запасы нефти как минимум на 15–20% [1]. Поиск новых технологий и методов разработки, экономически рентабельных для разработки зрелых месторождений, в условиях опережающего обводнения является первоочередной задачей для специалистов нефтяной отрасли. Наиболее широкое распространение

получили газовые, тепловые и химические методы увеличения нефтеотдачи.

### Результаты и обсуждение

В целях оценки текущего состояния разработки проведен скрининг топ-27 месторождений АО «НК «КазМунайГаз» для оценки выработанности запасов по текущим и накопленным технологическим показателям. С учетом опережения обводненности на 10%, по сравнению с выработкой запасов нефти от начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ), выделяются следующие месторождения: Каражанбас, Каламкас, Асар, Узень, Карамандыбас, Забурунье, Б. Жоламанов, Кенбай (уч. В. Молдабек), Уз, Акингень, Нуралы, Алибекмола (рис. 1). По данным месторождениям наблюдается низкая выработка запасов при высокой обводненности.

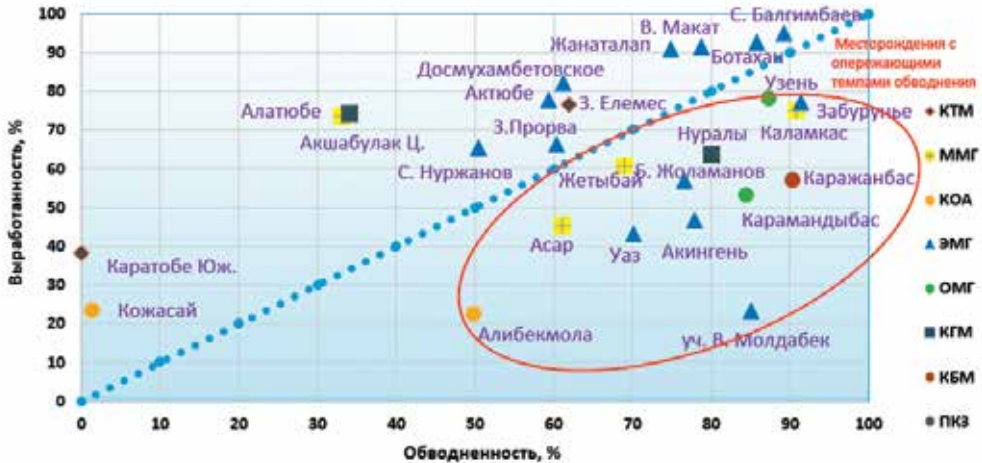


Рисунок 1. Выработанность запасов по топ-27 месторождениям ДЗО АО «НК «КазМунайГаз»

Успешное промышленное внедрение методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) на месторождениях дочерних зависимых организаций (далее – ДЗО) АО «НК «КазМунайГаз» позволит обеспечить прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) до 5–10% и более (рис. 2). При увеличении КИН только на 5% на

месторождениях с опережающими темпами обводненности по АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай», АО «Эмбамунайгаз» дополнительно извлекаемые запасы могут составить более 164 млн т нефти, что приравняется к открытию нового крупного месторождения.

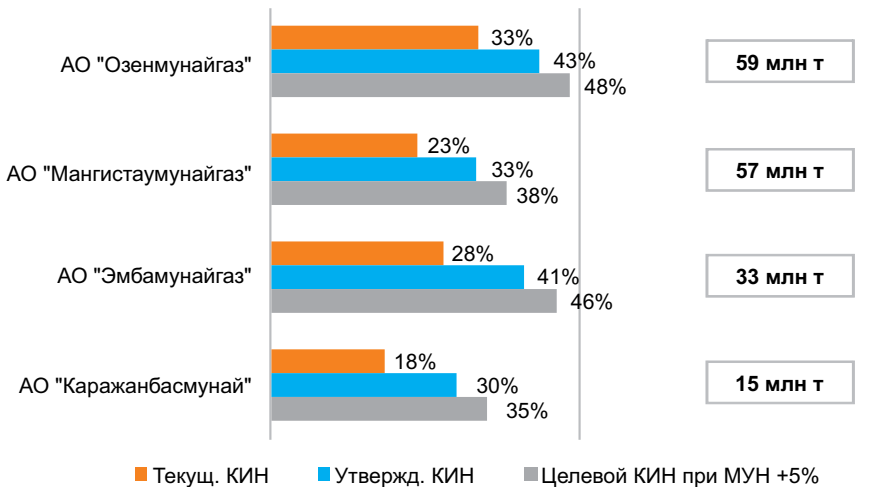


Рисунок 2. Оценка потенциала добычи нефти при применении МУН при увеличении КИН на 5%

Общеизвестно, что основным методом воздействия на нефтяные пласты остается заводнение, ввиду чего повышение его эффективности является одной из главных задач современной нефтяной инженерии. Среди третичных методов увеличения нефтеотдачи наиболее распространёнными являются химические методы воздействия на пласт. Данные методы применимы для

низких и средних температур до 90°C, с широким диапазоном вязкостей от 10 до 900 сП. Полимерное заводнение (далее – ПЗ) является одним из перспективных методов решения для оптимизации существующего заводнения. При закачке в пласт полимерный раствор обычно движется по высокопроницаемым слоям коллектора из-за возникающего наименьшего сопро-

тивления в них при фильтрации и создает комбинацию двух эффектов – повышения вязкости вытесняющего агента и снижения проводимости пористой среды за счет уменьшения динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышения охвата пластов заводнением. Основная специфика фильтрации полимерного раствора состоит не только в повышении вязкости воды, но и в снижении ее подвижности, в повышении фактора сопротивления в пористой среде при малых скоростях фильтрации раствора, причиной которого является адсорбция полимера в пористой среде [2]. Технология ПЗ широко распространена за рубежом – в Китае, Индии, Канаде, Омане, Франции и других странах. Получены положительные результаты полевых испытаний, в ряде случаев ПЗ применяется в промышленных масштабах [3]. В мировой практике имеется опыт применения ПЗ на месторождениях Канады – Pelican Lake, Mooney, Seal, с вязкостью нефти более 1000 сП (3000–80000 сП), с комплексными подходами по разработке (уплотненное бурение горизонтальных скважин в сочетании с полимерным заводнением, модификация полимерного заводнения и др.). С учетом общепринятых критериев МУН (рис. 3) для условий м. Забурунье АО «Эмбаунайгаз» подходящими являются химические методы увеличения нефтеотдачи, в частности, технология полимерного заводнения.

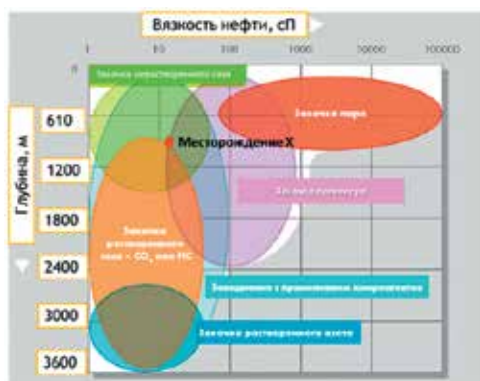


Рисунок 3. Экспресс-скрининг м. Забурунье АО «Эмбаунайгаз»

### Общие сведения по месторождению и проекту полимерного заводнения

Газонефтяное м. Забурунье открыто в 1981 г. По величине извлекаемых запасов

нефти месторождение относится к средним и имеет сложное геологическое строение. Основным продуктивным горизонтом является горизонт II–пе. II неокомский горизонт залегает в интервале глубин 889–960 м. Термобарические условия следующие: температура и пластовое давление в среднем по II неокомскому горизонту 38,9°С и 10,0 МПа соответственно, вязкость нефти в пластовых условиях в среднем по горизонту составляет 15,3 мПа\*с (табл. 1).

Таблица 1. Геолого-физические характеристики целевого горизонта Неоком-II м. Забурунье

Параметры	Значения
Средняя глубина залегания, м	942
Тип коллектора	терригенный
Пористость по ГИС, д. ед.	0,303
Средняя нефтенасыщенность по ГИС, д. ед.	0,638
Проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	0,526
Начальная пластовая температура, °С	39
Начальное пластовое давление, МПа	9,18
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	15,3
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,811
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,895
Вязкость пластовой воды, мПа*с	1,6
Плотность пластовой воды, г/см <sup>3</sup>	1,092
Общая минерализация пластовой воды, г/л	141,5

С ноября 2014 г. на м. Забурунье ведутся опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) по закачке раствора полимера с целью повышения нефтеотдачи пластов на горизонте II–пе. Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин по участку ПЗ составляет 62 и 6 ед. соответственно. ОПИ по технологии ПЗ начаты с закачки полимерного раствора в нагнетательные скв. №11 и 55. По результатам ОПИ на скв. №11 и 55 с сентября 2017 г. на м. Забурунье начаты работы по расширению технологии ПЗ путем перевода под закачку полимерного раствора дополнительно 4 скв. №14А, 34, 42, 48 (рис. 4).



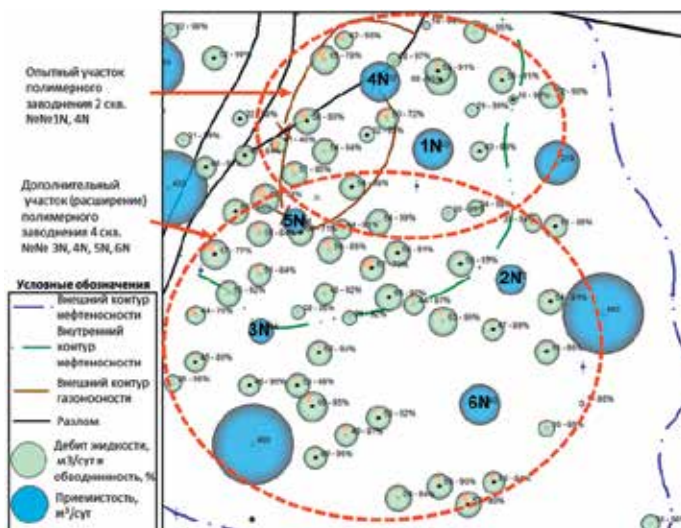


Рисунок 4. Участок ОПИ ПЗ на м. Забурные

В качестве источника воды для подготовки полимерного раствора используется попутно-добываемая (сточная) вода. На участке ПЗ имеется накопительная емкость для отстаивания воды, применяемой для приготовления и закачивания полимерного раствора в скважины. По результатам исследований химического состава закачиваемые воды являются слабокислыми, рассолами средними. Они представлены средней суммарной минерализацией 134657,5 мг/л и плотностью 1,0914 г/см<sup>3</sup>. Тип вод по Сулину хлоридно-кальциевый. Ионы кальция и магния имеют содержание 2405 мг/л и 1216 мг/л соответственно, вследствие чего воды являются очень жесткими. Содержание растворенного кислорода варьируется от 7,30 до 7,80 мг/л. Содержание трехвалентного железа находится в пределах 0,98–1,54 мг/л, двухвалентного – в диапазоне 24,92–32,76 мг/л, сероводород (H<sub>2</sub>S) не обнаружен. Содержание взвешенных частиц – на уровне 18–27 мг/л, нефтепродуктов – 43,7–75,4 мг/л.

Стоит отметить, что с целью оптимизации технологии за счет снижения степени деструкции, повышения вязкости и уменьшения затрат сухого полимерного порошка для загущения закачиваемой жидкости рекомендована подготовка промысловых вод. Помимо высокой минерализации, отмечается повышенное содержание двухвалентных металлов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>, закисного железа Fe<sup>2+</sup>, растворенного кислорода. Наличие данных компонентов в воде создает предрасположенность для

окислительной химической деструкции, и, как следствие, потери вязкостных свойств полимера.

Применяемый для закачки полимер марки Floraam 5205 VHM AL-888 относится к виду терполимера акриламида, акриловой кислоты и акриламидо-третбутил-сульфоната (далее – АТБС) и является тройным сополимером (акриламид / АТБС / акриловая кислота). Добавление в состав полимера такого мономера, как АТБС, расширяет диапазон применения полимеров в условиях высокой минерализации и жесткости пластовых вод.

Полимер марки Floraam 5205 VHM AL-888 представляет собой твердое гранулированное вещество, слегка желтого цвета, молекулярной массы 13,53 млн Да. Содержание основного вещества – 90,82%, нерастворимого осадка – 0,00%. Характеристическая вязкость полимера составляет 20,43 дл/г, степень гидролиза – 19,54% и время растворения полимеров в низкоминерализованной воде – 120 мин. Физико-химические параметры полимера Floraam 5205 VHM AL-888 соответствуют заявленным техническим характеристикам и общепринятым требованиям, предъявляемым к полиакриламидам для нефтяной промышленности.

Проведены реологические исследования полимерного раствора, получены зависимости вязкости водных растворов полимеров от концентрации и скорости сдвига при температуре 25°C и 39°C (пластовая температура). Проведена оценка

коэффициента фильтруемости полимерного раствора рабочей концентрации (1950 ppm). Полимерные растворы для ПЗ должны иметь хорошую фильтруемость – это является основой для обеспечения их хорошей закачиваемости и способности продвижения по пласту. Неблагоприятная фильтруемость может привести к серьезной закупорке пор и загрязнению пластов. По результатам эксперимента на фильтруемость раствора полимера марки Floraam 5205 VHM AL-888 с концентрацией 1950 ppm через мембранные фильтры, коэффициент фильтрации <1,5, считается кондиционным.

Исследования на термостабильность полимерного раствора в течение 30 сут при пластовой температуре 39°C проводились методом параллельных колб (в герметичных ёмкостях), с временными интервалами 0, 5, 15, 30 дней, путем замеров начальной и промежуточной вязкости полимерного раствора. Для данных исследований использовались свежеприготовленные полимерные растворы с концентрациями полимера 500 ppm и 1950 ppm. По результатам исследований термостабильности по истечении 30 дней отмечается снижение вязкости по полимерному раствору концентрации 1950 ppm и 500 ppm на 31% и 23% соответственно.

Также с целью оценки нефтевытесняющих свойств полимерного раствора проведены фильтрационные исследования в реальных термобарических условиях на имеющемся керне м. Ботахан, наиболее подходящим по фильтрационно-ем-

костным свойствам, представленным песчаником мелкозернистым, участками средне-мелкозернистым, с тонкими прослойками алевролита. Средние значения Кпр в пределах 0,25–0,3 д. ед, Кпр в диапазоне 176–344 мД.

По полученным результатам фильтрационных экспериментов отмечается прирост коэффициента вытеснения на 5,6% при закачке полимерного раствора с концентрацией 500 ppm, с концентрацией 1950 ppm – 14,1%, что говорит об эффективности вытеснения нефти полимерным раствором в условиях эксперимента по сравнению с заводнением.

С учетом полученных результатов лабораторных исследований обновлён исходный файл с указанием свойств по полимеру для гидродинамической модели. Определенные показатели полимерного заводнения получены в ходе адаптации. Так, подобраны следующие параметры: адсорбция – 0,0001 кг/кг, недоступный поровый объем – 0,2 д. ед., фактор остаточного сопротивления – 10.

### Результаты реализации технологии ПЗ

По результатам расчёта эффективности технологии ПЗ по состоянию на 01.01.2021 г. (рис. 5) общий эффект с начала реализации проекта составляет 184635 т нефти, прокачано 14,7% порового объема, затрачено 3640 т полимера, снижение обводненности относительно базового уровня – 2,0%, дополнительная добыча нефти на 1 т полимера – 50,7 т.

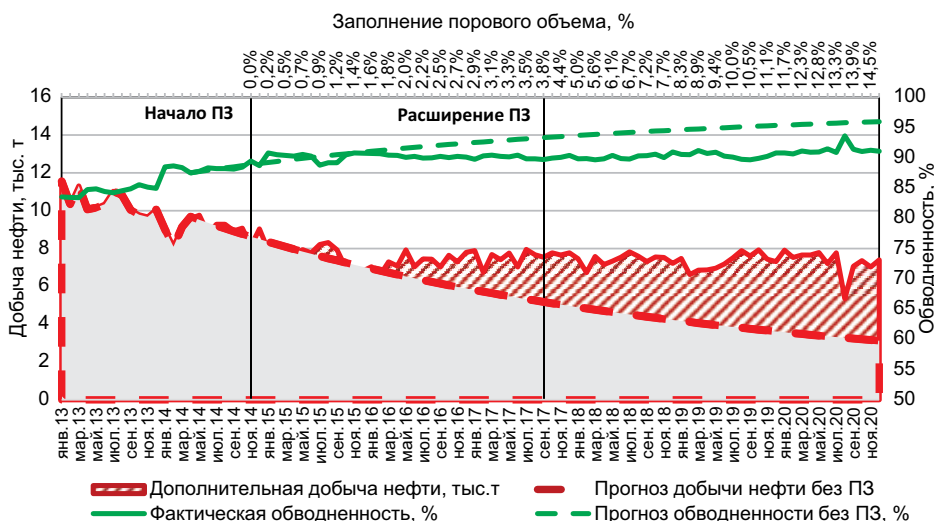


Рисунок 5. Динамика дополнительной добычи нефти ПЗ м. Забурунье

Анализ участка применения технологии ПЗ по различным диагностическим графикам и интегральным характеристикам вытеснения показывает улучшение выработки запасов нефти и процессов вытеснения нефти после начала закачки более вязкого вытесняющего агента. Подтверждением изменения фильтрационных процессов и увеличения охвата пласта

вытесняющим агентом являются стабилизация динамики обводнения продукции и добычи нефти в целом по блоку III горизонта II-не м. Забурунье. Результаты анализа эффективности ПЗ представлены на рис. 6–7. Текущий прирост КИН по сравнению с базовым вариантом при заводнении составляет 2%.

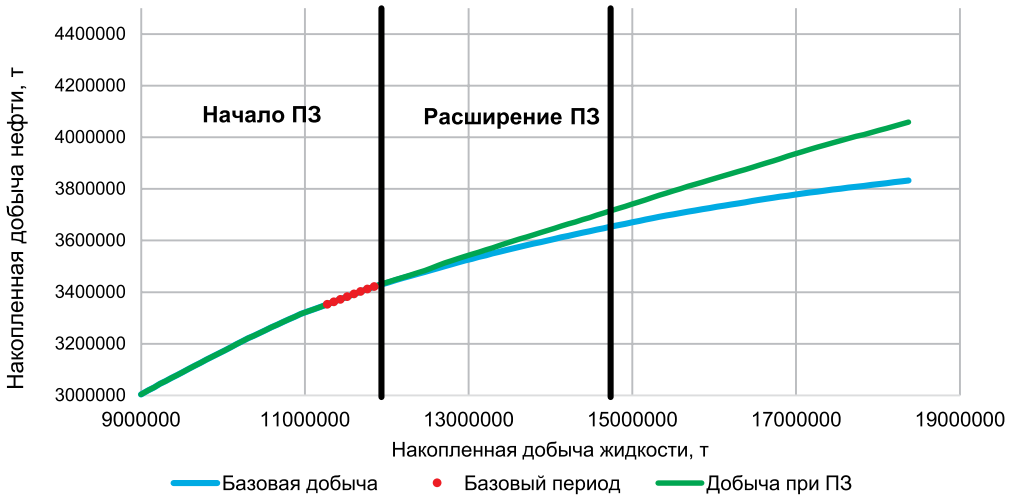


Рисунок 6. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

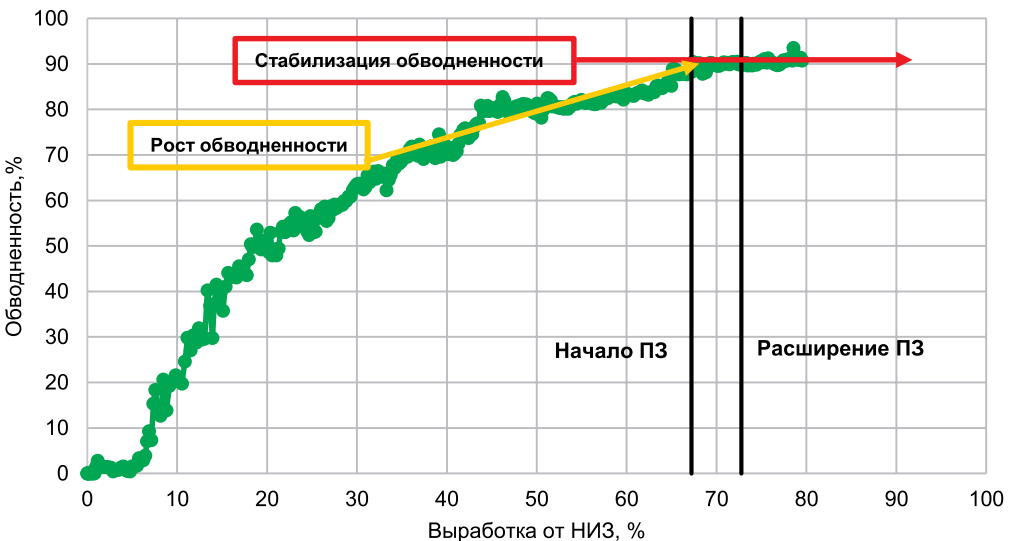


Рисунок 7. Зависимость обводненности от выработки НИЗ

### Анализ выхода полимера в добывающих скважинах

В качестве инструментов для оценки эффективности мониторинга технологии ПЗ применяются различные виды про-

мысловых и лабораторных исследований, одним из которых является так называемый экспресс-тест по выходу полимера с применением каолиновой глины, с целью качественного определения присутствия

полимера в продукции реагирующих добывающих скважин опытного участка ПЗ.

Результаты проведенных лабораторных испытаний количественного анализа на присутствие полимера в попутно-добываемых водах м. Забурунье показывают,

что полимер присутствует во всех скважинах, но в большей степени в пробах со скв. №100, 101, 126 (рис. 8), расположенных в районе нагнетательных скв. №11 и №55, и в меньшей – в пробах со скв. №8А, 67, 70, 100, 101, 126 и 151.

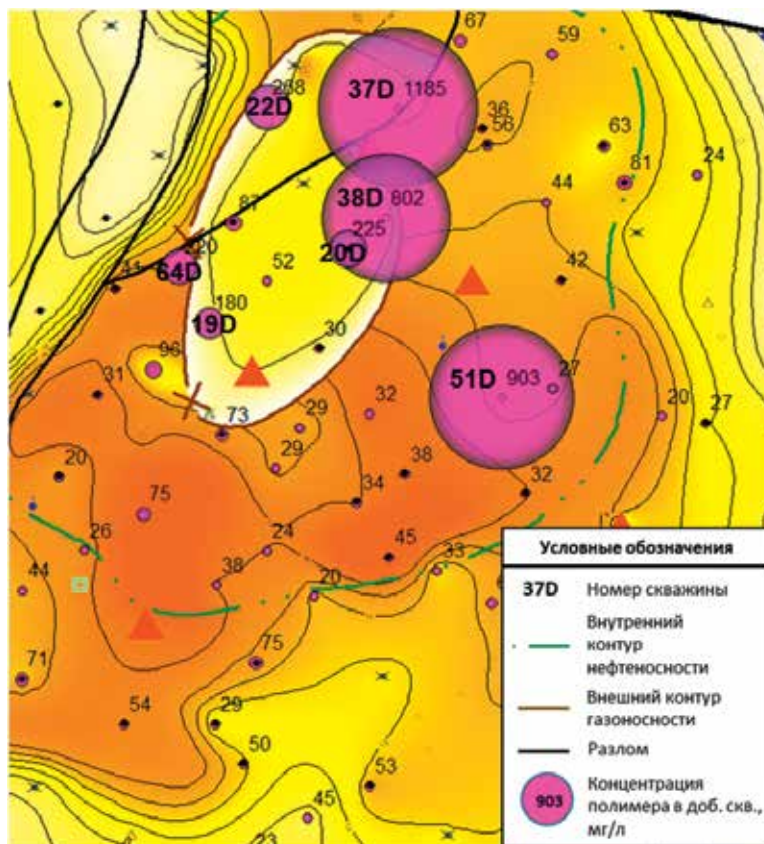


Рисунок 8. Результаты анализа добывающих скважин на выход полимера по участку ПЗ

Для дальнейшего улучшения процесса вытеснения, вовлечения дополнительных запасов нефти и оптимизации затрат необходимо рассмотреть целесообразность отключения нерентабельных добывающих скважин с высокой концентрацией полимера в их продукции. Для повышения охвата заводнением пласта при условии прорыва полимера в добывающие скв. №100, 101 и 126 рекомендуется проведение обработок с применением потокоотклоняющих технологий с целью блокирования возможных каналов и выравнивания профиля приемистости нагнетаемого раствора в нагнетательные скв. №11 и 55. Перед проведением данных работ необходимо проведение трассерных исследований с

целью уточнения объемов каналов, скорости продвижения жидкости и иных фильтрационных особенностей продвижения нагнетаемой жидкости по направлению в добывающие скважины.

#### Построение секторной гидродинамической модели

В целях расчета прогнозных показателей на м. Забурунье была построена гидродинамическая модель (далее – ГДМ) (рис. 9) с адаптацией модельных показателей к историческим данным на период с 01.05.1989 г. по 01.01.2020 г. ГДМ представляет из себя трехмерную модель черной нефти (Black oil model) с фондом 73 скв. и количеством активных ячеек 62822 ед.

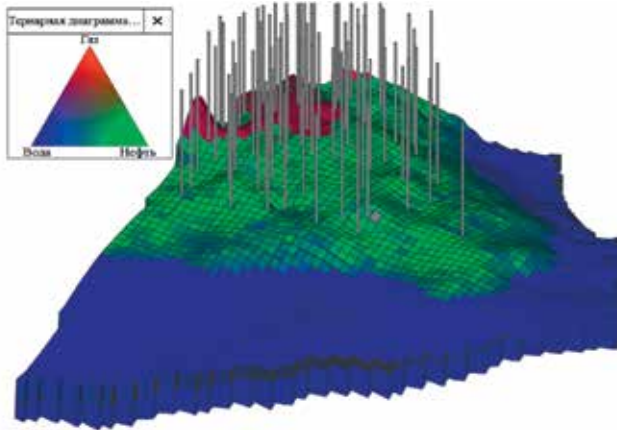


Рисунок 9. Общий вид трехмерной ГДМ пласта

Средняя проницаемость по всей модели составляет 703 мД, средняя пористость – 0,29 д. ед. Гистограммы рас-

пределения проницаемости (PERMX) и пористости (Poro) представлены на рис. 10.

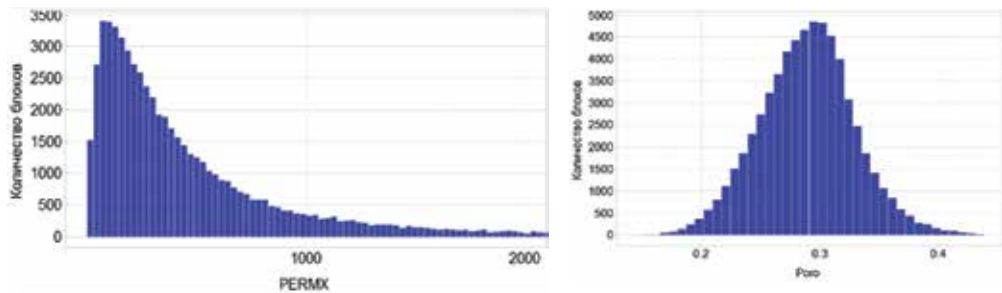


Рисунок 10. Распределение проницаемости (а) и пористости (б)

Инициализация ГДМ производилась посредством J-функции. Неснижаемая водонасыщенность принята как огибающая по данным каротажа пористости в чисто нефтяной зоне. Остаточная нефтенасы-

щенность принята, исходя из коэффициентов вытеснения по месторождениям аналогам. На рис. 11 представлен пример принятых в модели кривых относительных фазовых проницаемостей.

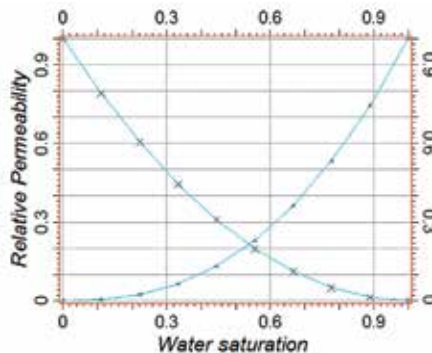


Рисунок 11. Фазовые проницаемости в системе «нефть-вода»

В качестве PVT модели была выбрана трёхфазная модель черной нефти (Black Oil). Результаты исследования пластовой

нефти, которые были использованы в расчетах для корреляций PVT моделей, представлены на рис. 12, а) и б).

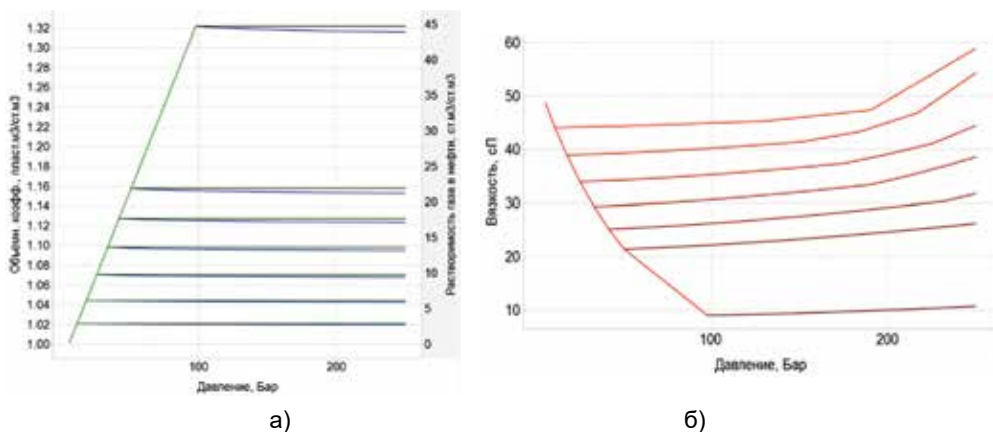


Рисунок 12. Зависимость газосодержания и объёмного коэффициента нефти от давления (а) и зависимость вязкости нефти от давления (б)

Адаптация ГДМ Построенная ГДМ воспроизводит динамику основных показателей разработки на высоком уровне (рис. 13). Погрешности в сходимости мо-

дельных и исторических накопленных показателей нефти и жидкости составляют 0,5% и 0,05% соответственно.

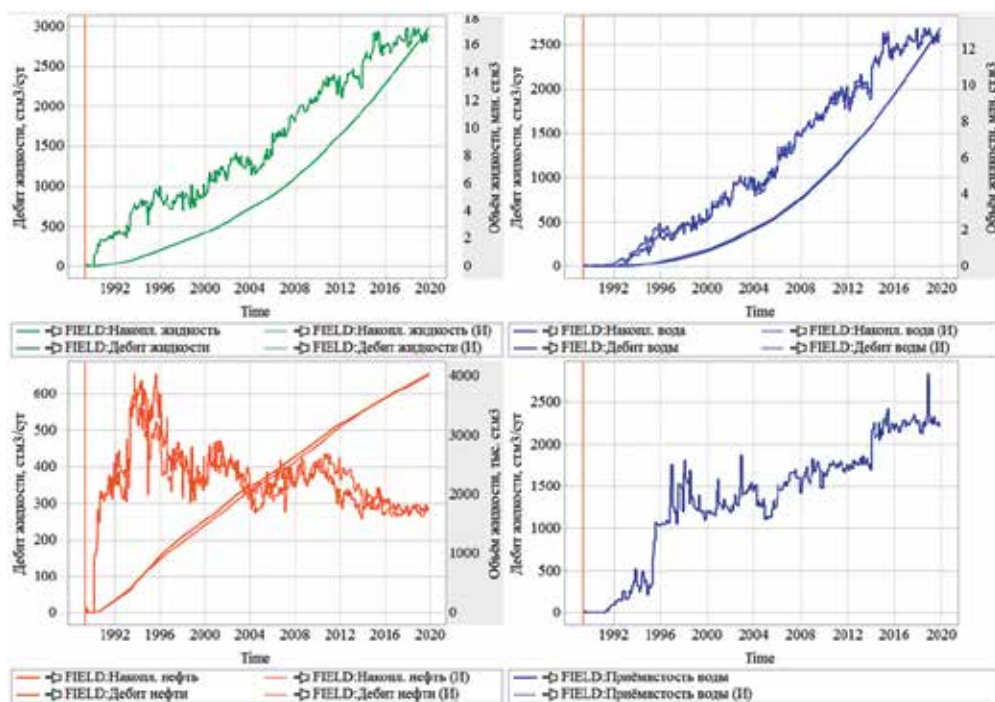
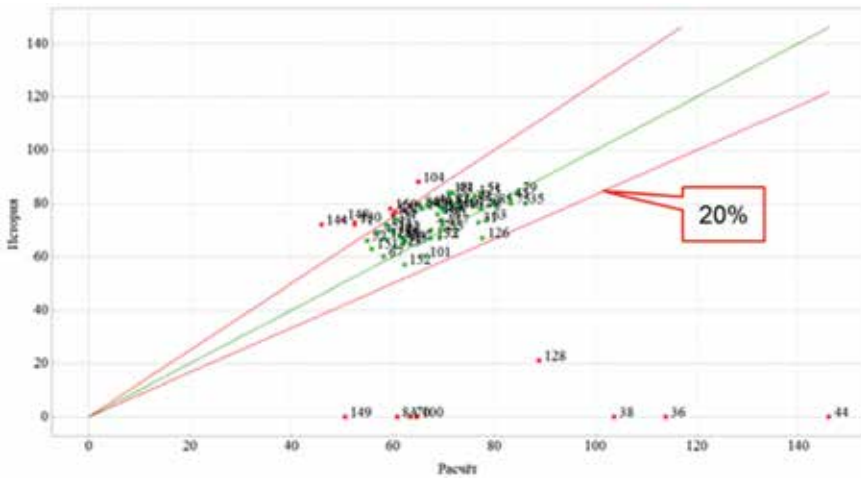


Рисунок 13. Результаты адаптации основных показателей разработки

Ввиду недостаточной информации по пластовому давлению, проанализировано качество поскважинной адаптации забойных давлений. На рис. 14 представлен

кросс-плот сопоставления исторических и модельных значений забойного давления с допустимой погрешностью 20%.



**Рисунок 14. Кросс-плот фактических (история) и модельных (расчёт) показателей забойного давления**

Функция полимера в ГДМ В рамках построения ГДМ с закачкой полимерного раствора были проведены лабораторные исследования по определению зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации, зависимости вязкости от напряжения сдвига и по изменению коэффициента вытеснения (остаточной нефтенасыщенности). Вышеперечисленные параметры успешно внедрены в ГДМ. Настройка свойств полимерного раствора

в ГДМ, не полученных по результатам лабораторных исследований, проводилась посредством адаптации динамики выхода концентрации полимера по ряду реагирующих добывающих скважин на участке ПЗ (рис. 15). При адаптации истории выхода полимеров заметно улучшилось качество адаптации фактической обводненности к модельной как по скважинам, так и по участку ПЗ, в период закачки полимерного раствора.



**Рисунок 15. Сопоставление концентрации выхода полимера (фактическая и модельная) по добывающим скважинам**

Для проверки функции полимерного раствора в ГДМ был воспроизведен вариант модели, абсолютно идентичный варианту закачки полимерного раствора, за исключением самого агента закачки. Так, вместо полимера для закачки в 6 нагнетательных скважин использовалась

вода. Полученная разница в добыче нефти является показателем эффективности полимерного заводнения в модели (рис. 16). Стоит отметить, что при закачке воды вместо полимерного раствора заметно ухудшилась адаптация обводненности и, соответственно, дебита нефти.

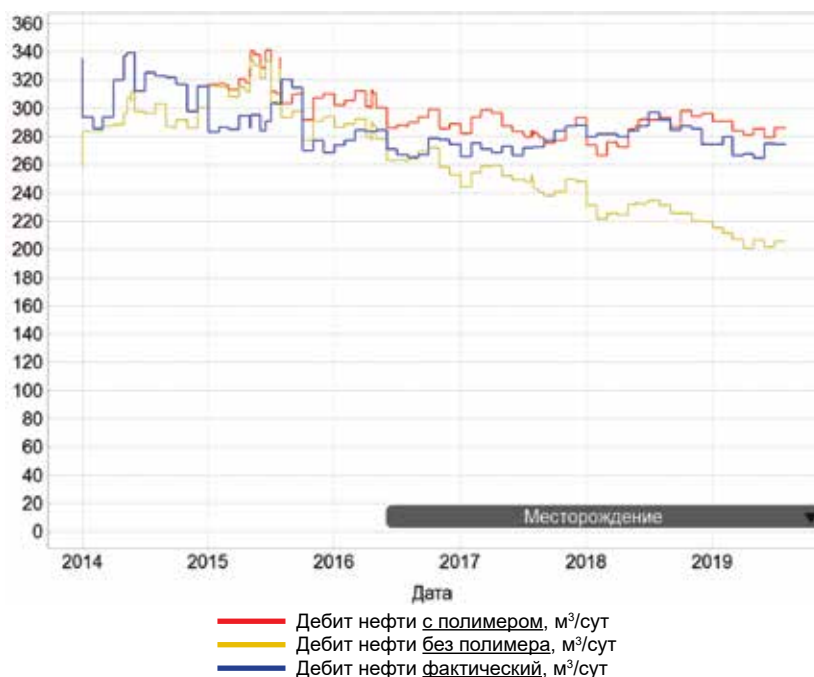


Рисунок 16. Оценка эффективности от технологии ПЗ в ГДМ

#### Описание и результаты расчетов на секторной модели

Построенная секторная ГДМ удовлетворительно воспроизводит динамику основных показателей разработки и позволяет на основе неё оценивать и анализировать эффективность применения технологии полимерного заводнения с дальнейшей её оптимизацией. Для определения стратегии дальнейшей реализации технологии полимерного заводнения на подготовленной ГДМ проведены расчёты по нескольким вариантам на программ-

ном комплексе tNavigator. Рассчитаны 8 вариантов разработки, различающихся между собой:

- агентом, закачиваемым в нагнетательные скважины (вода и полимер);
- концентрацией закачиваемого полимерного раствора;
- скважинами, переводимыми под закачку воды.

Описание расчётов основных прогнозных вариантов разработки представлено в табл. 2.

Таблица 2. Описание прогнозных вариантов

№ варианта	Описание (все прогнозные варианты стартуют с 2021 г.)
<b>Вариант 0</b>	Базовый вариант – закачка воды
<b>Вариант 1:</b> (Продолжение ПЗ – 1950 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. без изменения концентрации полимера
<b>Вариант 2:</b> (Прогноз – вода)	Переход на закачку воды на 6 скв. Отключение закачки полимерного раствора
<b>Вариант 3:</b> (Закачка воды в скв. №11 и 55)	Переход на закачку воды в 2 скв. (№11 и 55). Продолжение закачки полимерного раствора в 4 скв. без изменения концентрации полимера
<b>Вариант 4:</b> (Отключение ППД в скв. №11 и 55)	Остановка 2 скв. (№11 и 55). Продолжение закачки полимерного раствора в 4 скв. без изменения концентрации полимера
<b>Вариант 5:</b> (Продолжение ПЗ – 1500 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. с изменением концентрации полимера на 1500 ppm
<b>Вариант 6:</b> (Продолжение ПЗ – 1000 ppm)	Продолжение закачки полимерного раствора в 6 скв. с изменением концентрации полимера на 1000 ppm



№ варианта	Описание (все прогнозные варианты стартуют с 2021 г.)
<b>Вариант 7:</b> (Закачка воды в скв. №55)	Переход на закачку воды в 1 скв. (№55). Продолжение закачки полимерного раствора в 5 скв. без изменения концентрации полимера
<b>Вариант 8:</b> (Отключение закачки в скв. №55)	Отключение какой-либо закачки в 1 скв. (№55). Продолжение закачки полимерного раствора в 5 скв. без изменения концентрации полимера

Для оценки технологической эффективности ПЗ рассчитан базовый вариант с фиксацией последнего дебита жидкости по скважинам с ноября 2014 г. и с закачкой воды (вариант 0). Полученные показатели

дополнительной добычи нефти разделены на 2 периода (5 и 14 лет) и рассчитаны относительно базового варианта 0 (табл. 3, рис. 17).

Таблица 3. Результаты расчётов прогнозных вариантов

Период расчёта	2021–2025 гг.									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Накопленная добыча нефти, тыс. т	254,3	410,9	366,3	395,8	386,1	405,8	399,2	395,4	398,0	
Доп. добыча нефти, тыс. т		157	112	142	132	152	145	141	144	
Период расчёта	2021–2034 гг.									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Накопленная добыча нефти, тыс. т	585,1	1024,9	776,4	946,5	870,2	991,6	962,2	978,0	957,8	
Доп. добыча нефти, тыс. т		440	191	361	285	407	377	393	373	

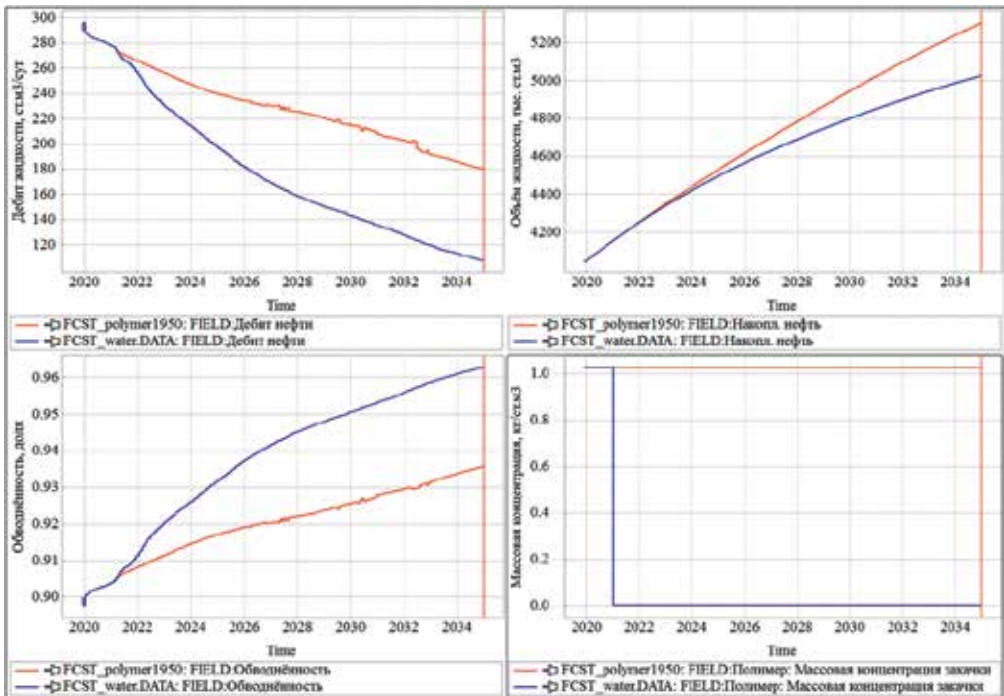


Рисунок 17. Сопоставление технологических показателей 1 и 2 вариантов разработки (красная – вариант 1, синяя – вариант 2)

Как показывают расчёты, во всех вариантах перехода под закачку воды в пер-

воначальных периодах наблюдается незначительная разница по добыче нефти,

что может являться следствием остаточного эффекта (пост-эффект) и сохранения экрана в пласте от закачки полимерного раствора с 2014 г. на участке скв. №11 и 55. При сравнении прогнозных вариантов закачки полимера и воды (варианты 1 и 2) на период 5 и 15 лет наблюдается заметная разница в добыче нефти в размере 45 тыс. т и 249 тыс. т соответственно. Наиболее технологически эффективным вариантом на данный момент является продолжение закачки полимерного раствора в 6 нагнетательных скважин с текущей концентрацией 1950 ppm (вариант 1). Все дополнительные варианты с продолжением реализации технологии ПЗ с различными модификациями имеют более высокие показатели по добыче нефти по сравнению с полным переходом на закачку воды, при этом отличаются между собой объемами закачки полимера.

#### **Выводы и рекомендации**

1. Проект полимерного заводнения на м. Забурунье имеет высокую технологическую эффективность.
2. Создана ГДМ по участку ПЗ м. Забурунье, успешно внедрены свойства полимеров и проведена адаптация модельных данных к историческим показателям разработки.
3. На основе ГДМ рассчитаны прогнозные варианты реализации технологии ПЗ, по результатам которых технологически наиболее эффективным является вариант продолжения закачки полимерного раствора на всех 6 нагнетательных скважинах.
4. С целью недопущения дальнейшего прорыва полимера в добывающие скважины №100, 101 и 126 рекомендуется

рассмотреть возможность проведения работ по блокированию промытых зон или каналов (по результатам трассерных исследований).

5. В целях повышения эффективности технологии ПЗ целесообразно отключать низкодебитные нерентабельные скважины с большим содержанием полимера в их продукции.

6. В целях контроля над реализацией и повышения эффективности технологии ПЗ необходимо выполнение в полном объеме программы исследовательских работ по участку ПЗ м. Забурунье.

7. С целью оптимизации технологии ПЗ рекомендуется рассмотреть вопрос по подготовке промысловых вод м. Забурунье.

8. Проведенные лабораторные исследования, а также дальнейшее изучение оценки эффективности полимеров в лаборатории и промысловые данные будут учитываться при обновлении модели, таким образом, способствуя повышению качества прогнозных расчетов.

9. В текущих экономических условиях, учитывая постоянно варьирующиеся цены на нефть, стоит задача по поиску оптимальных вариантов реализации технологии ПЗ (продолжительность и объемы закачиваемого полимера, дизайн закачки, концентрация полимерного раствора), соотношения между экономическими показателями проекта ПЗ и приростом КИН. Выполнение такой задачи требует постоянного проведения многовариантных расчетов на ГДМ с учетом сопоставления с фактическими результатами работ, лабораторными и промысловыми исследованиями и прогнозов макроэкономических показателей.

#### **Список использованной литературы**

1. В зоне особого внимания // Kazakhstan. №6. С. 70–74.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., Недра, 1985 г.
3. Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir. – SPE 165234.

## **ЖЕТИЛГЕН МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНЫҢ МЫСАЛЫ РЕТІНДЕ ЗАБҰРЫН-КЕНІШІНДЕ ПОЛИМЕРМЕН СУЛАНДЫРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЕНГІЗУ ТӘЖІРИБЕСІ ТУРАЛЫ**

**М.Ш. Мусаев, Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар**

*Мұнай кен орындарының түбегейлі сарқылуы мен мұнайдың нарықтағы тұрақсыз бағалары жағдайында, қабаттың мұнай бергіштігін арттыру үшін бағытталған*

әдістерді қолдану өндірісте аса ерекше орын алады, және де, оларды қолдану, мұнайды алудың бейіпкі әдістерін пайдалана отырып, мұнай алу коэффициентінің жоғарылауына ықпал жасайды.

Мұнайды алу коэффициентін арттыруға мүмкіндік беретін технологиялардың бірі болып полимермен суландыру болып табылады. Осы әдістің басқа химиялық әдістермен салыстырғандағы артықшылығы – дизайнның қолданудағы кең беткейлігінде және оны қолдану барысында параметрлерінің өзгергіштігі болып табылады.

Бұл мақалада полимермен суландыру технологиясын жоғарғы өнімді Забұрын кен-орнында қолдану нәтижелері баяндалған. Полимермен суландыру технологиясын енгізуді әрі қарай жалғатыру стратегиясын анықтау мақсатында, дамудың оңтайлы болжамдық нұсқаларын анықтау үшін жасқталған гидродинамикалық модельді пайдаланып, есептеулер жүргізілді.

Түйін-сөздер: полимермен суландыру, мұнай беру коэффициенті, мұнай өнімділігін арттыру, жетілген кен орны, қамтуды арттыру, полимер, гидродинамикалық модель, болжамдық нұсқа, бейімдеу, оңтайландыру.

## THE EXPERIENCE OF IMPLEMENTATION OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY AT ZABURUNYE OIL FIELD AS A METHOD FOR DEVELOPING MATURE FIELDS

**M.Sh. Musayev, D.A. Musharova, B.Zh. Zhappasbayev, E.K. Orynbassar**

*In conditions of high depletion of oil fields and volatile oil prices, methods of enhanced oil recovery are becoming especially relevant, the use of which contributes to an increase in the oil recovery factor in addition to the use of secondary oil recovery methods. One of the technologies allowing to increase the oil recovery factor is polymer flooding technology, the distinctive advantage of which in comparison with other chemical methods is a wide range of application conditions and design variability during implementation.*

*This paper presents the results of the application of polymer flooding technology in the oil field of Kazakhstan Zaburunye, which is in the high water-cut stage. To determine the strategy for the further implementation of polymer flooding technology and in order to find the optimal predictive development options, calculations were carried out on the developed hydrodynamic model.*

*Key words: polymer flooding, oil recovery factor, enhanced oil recovery, mature field, increased sweep, polymer, hydrodynamic model, forecast, adaptation, optimization.*

### Информация об авторах

**Мусаев Марлен Шакиржанович** – магистр наук, старший инженер отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, [m.mussayev@niikmg.kz](mailto:m.mussayev@niikmg.kz).

**Мушарова Дарья Александровна** – магистр наук, научный сотрудник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, [d.musharova@niikmg.kz](mailto:d.musharova@niikmg.kz).

**Жаппасбаев Биржан Жомартович** – доктор PhD, научный сотрудник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, [b.zhappasbayev@niikmg.kz](mailto:b.zhappasbayev@niikmg.kz).

**Орынбасар Ермек Кенесұлы** – начальник отдела методов увеличения нефтеотдачи департамента интегрированного моделирования, [y.orynbassar@niikmg.kz](mailto:y.orynbassar@niikmg.kz).

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

УДК 551.24:553.98(574)

## ПОСТРОЕНИЕ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ДИНАМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ МОДЕЛИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Д.Б. Абишев, В.В. Шишкин, И.Г. Алехин, А.З. Насибуллин

*В статье представлены процесс и результаты построения трехмерной геомеханической модели нефтяного месторождения, расположенного в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины. Нефтегазоносность установлена в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона. Основой для модели являлись каротажные данные скважин, одномерных геомеханических моделей и 3D геологической модели. Результатом геомеханического моделирования является полученный куб дополнительной проницаемости критически нагруженной системы дискретных трещин, который в дальнейшем был использован при адаптации гидродинамической модели. Помимо куба трещиноватости, также в ходе адаптации была выделена серия проводящих разломов.*

*При проведении геомеханического моделирования был учтен международный опыт по расчету критически нагруженных трещин и их взаимосвязи с интервалами притока и поглощения в карбонатных коллекторах. Обновленная гидродинамическая модель с учетом геомеханической модели существенно улучшила сходимость модельных и исторических показателей забойных давлений.*

*Ключевые слова: геомеханическая сетка, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, система дискретных трещин (DFN), адаптация гидродинамической модели (ГДМ).*

Структура месторождения представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с выположенной приосевой частью, и она осложнена серией тектонических нарушений. Породы-коллекторы представлены в основном органомгенными известняками, пустотное пространство составляют преимущественно межзерновые пустоты выщелачивания.

Геомеханическая модель – это модель напряженного состояния геологической среды. Основными исследуемыми величинами геомеханического моделирования являются напряжения и деформации, действующие в горном массиве. 3D геомеханическое моделирование – решение трехмерной краевой задачи механики сплошной среды на модели геологической среды, наделенной механическими свойствами. Результатом моделирования является полностью определенное напряженное состояние среды, а именно рассчитанные поля напряжений и деформаций [1].

Результатом этапа трехмерного моделирования является статическая геомеханическая модель, откалиброванная по результатам одномерных моделей, наблюдений и измерений на скважинах.

В целом построение 3D геомеханической модели требует выполнения следующих последовательных шагов:

1. Создание геомеханической сетки, вмещающей среды для геологической модели месторождения, и проверка геометрии сетки.
2. Наполнение геологической модели упруго-прочностными параметрами на основании результатов 1D геомеханических моделей по скважинам и данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС) в скважинах методами геостатистики.
3. Задание механических свойств для вмещающей среды.
4. Определение граничных условий и настройка статической 3D геомеханической модели с использованием одномерных моделей.

Геологическая модель покрывает только коллекторную часть, поэтому одной из задач стоял расчет механических свойств для продуктивных пластов и перемычек между пластами. Для данного этапа использовались те же настройки, что и для фациального геологического моделирования. Зависимости, значения и распределения были получены в результате анализа исходных каротажных данных в процессе

построения 1D моделей [2]. В качестве трендов были использованы синтетические кубы времени пробега продольной волны и объёмной плотности породы.

Ниже представлены гистограммы распределения скважинных данных, апскейленных ячеек и модельных данных для свойств пористости, времени пробега продольной волны и плотности (рис. 1–3). «Геологический куб пористости» являлся опорным для сравнения и распространения свойств в коллекторе и перемычках при геомеханическом моделировании.

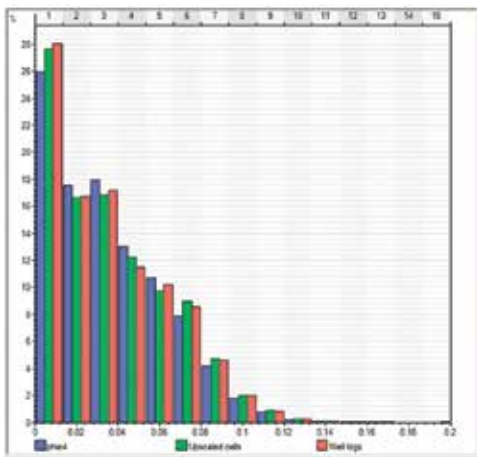


Рисунок 1. Гистограмма распределения пористости

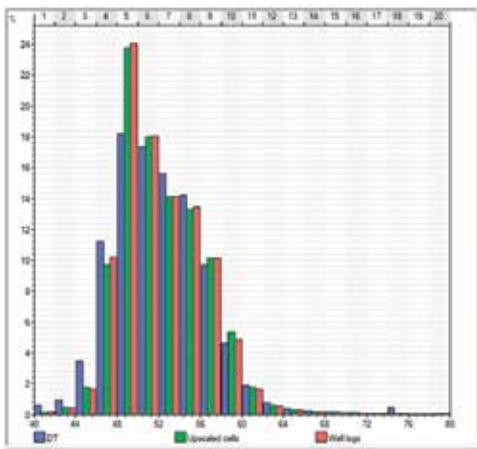


Рисунок 2. Гистограмма распределения продольной волны

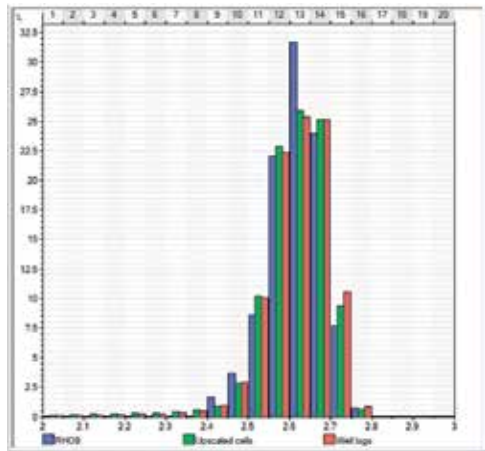


Рисунок 3. Гистограмма распределения плотности

Данные кубы являются входными параметрами для расчета кубов упруго-прочностных свойств, таких как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на сжатие/растяжение. Угол внутреннего трения и угол дилатации был рассчитан по кубу гамма-каротажа. Угол дилатации был определен как угол внутреннего трения, деленный на 2. Для надстроенных частей модели механические свойства были распространены экстраполяцией из резервуарной части модели.

### Создание геомеханической сетки

Для выполнения геомеханических расчетов необходимо построение геомеханической сетки с помощью модуля «Геомеханика резервуара» (Reservoir Geomechanics) в программном обеспечении (далее – ПО) Petrel. Отличительной особенностью и необходимым условием для данной математической сетки является отсутствие «вывернутых» ячеек, ячеек с отрицательным объемом и равномерные вертикальные толщины слоев (соседние слои не должны отличаться по толщине более чем в 2 раза). Проверка на данные критерии выполняется внутренним алгоритмом: в случае наличия плохих ячеек (Bad cells) геомеханические расчеты на данной сетке выполняться не будут. В последних версиях Petrel (начиная с 2019 г.) возможен вариант запуска геомеханического расчета на усмотрение пользователя.

Основой модели является 3D геологическая модель (ремасштабированная), по-

крывающая только часть резервуара (коллектора). Напрямую использовать такую модель проблематично ввиду сложного расчета горного давления без вышележащих пород и невозможности приложения напряжения напрямую к модели, что будет приводить к краевым эффектам, особенно если границы модели геометрически не ровные. Для решения данных задач используется надстройка модели сбоку (sideburden), сверху (overburden) и снизу (underburden) (рис. 4). По бокам модели применяются жесткие плиты (Stiff plate) для равномерного распределения нагрузки и исключения краевых эффектов.

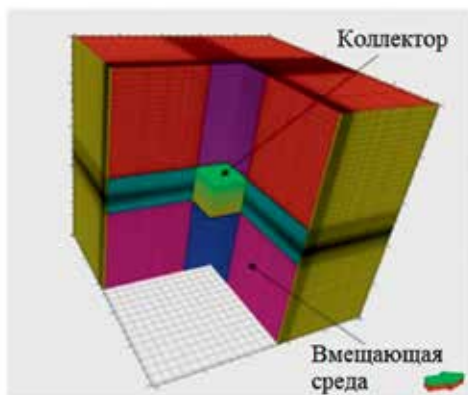


Рисунок 4. Построение трехмерной геомеханической сетки [3]

Параметры, используемые для надстройки сетки, представлены ниже (рис. 5). Середина резервуарной части по абсолютной отметке -3538 м, верхняя граница надстроена до 0, нижняя граница на отметке -7080 м. Геометрические размеры каждой последующей ячейки, использованной для надстройки, не должны превышать в 1,5 раза размеры предыдущей ячейки. Также можно при наличии добавить вышележащие и нижележащие поверхности (Surface) или отметки в глубине (Depth). По бокам модели были добавлены жесткие плиты толщиной 50 м для минимизации концентрации нагрузки.

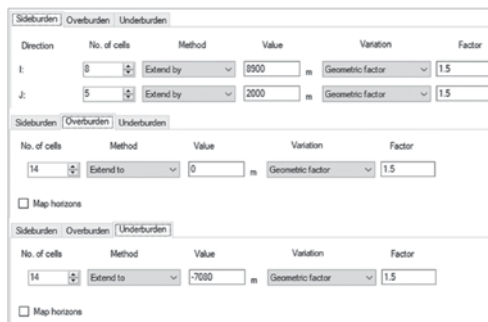


Рисунок 5. Параметры надстройки геомеханической сетки

Математическая сетка может оказывать значительное влияние на качество расчетов. Как было отмечено ранее, количество вывернутых ячеек, ячеек с отрицательным объемом должно быть сведено к нулю. Для выполнения этого требования проведена корректировка структурного каркаса геологической модели и перестройка сетки для гидродинамической модели. Как правило, вывернутые ячейки возникают на пересечениях пилларов двух разломов: в данном случае заданный горизонтальный размер сетки не вписывается в расстояние между разломами. Исходный размер геологической сетки 109×303×1254 (41415858 ячеек), размер гидродинамической сетки 109×303×191 (5960919 ячеек), размер полученной геомеханической сетки 121×315×219 (8347185 ячеек).

С целью оценки негативных эффектов в силу геометрии сетки проводится тест с однородным материалом (single material test). Суть теста сводится к распространению однородных упруго-прочностных свойств во всем объеме, разломы в модель не вводятся. В дальнейшем прилагается плановая тектоническая нагрузка и оцениваются краевые эффекты и искажения поля нагрузки за счет геометрии сетки. Используемые параметры для проведения теста: модуль Юнга – 35 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,3, пористость – 0,1, объемная плотность – 2,7 г/см<sup>3</sup>, коэффициент Био – 1, угол внутреннего трения – 34,5°, прочность на сжатие – 1250 бар, прочность на растяжение – 75 бар. Результаты расчета направления минимального горизонтального напряжения представлены на рис. 6.

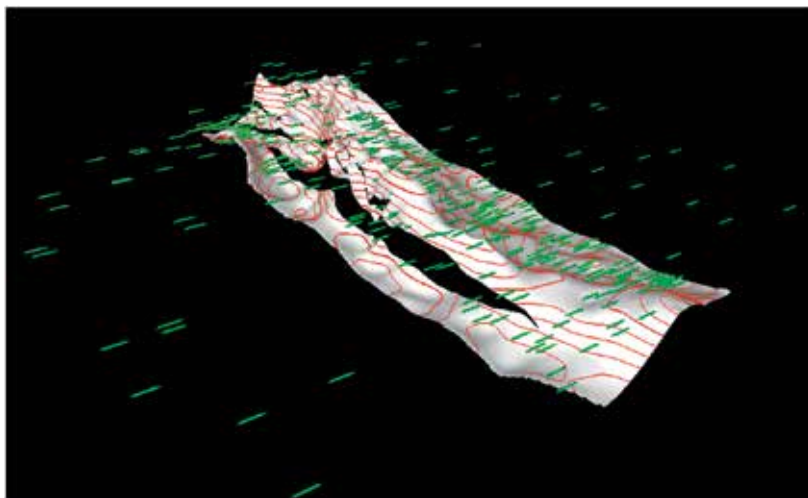


Рисунок 6. Проверка качества сетки

Далее был использован процесс моделирования материалов Material modeling. Данный рабочий процесс создает материалы и функции, необходимые для построения геомеханической модели. Материал – это набор именных параметров, которые могут быть присвоены одной или нескольким областям модели в последующих процессах [4]. Данные материалов являются необходимыми исходными данными для моделирования геомеханики в Petrel. Моделируются 2 типа материала: 1) неповрежденные горные материалы на основе ряда моделей упругости и критериев текучести; 2) материалы прерывистостей для моделирования разломов и трещин. Были заданы на входе параметры модели упругих свойств для плит Overburden (вышележащих пород) и Underburden (нижележащих пород).

После этого был использован процесс распространения свойств Populate properties по регионам (применялись экстраполированные механические свойства). Данный процесс позволяет создавать свойства в сетке, необходимые для геомеханического моделирования, и заполнять ее соответствующими значениями. Чтобы выполнить геомеханическое моделирование, необходимо использовать свойства, описывающие характеристики материала в каждой ячейке сетки. Процесс заполнения свойств позволяет создавать области на сетке и задать материал, созданный с помощью процесса моделирования материала, этим областям. Значение в каждой созданной ячейке свойств сетки

определяется значением соответствующего параметра в заданном материале.

Созданы регионы, охватывающие всю сетку, где заданы 6 упругих свойств по умолчанию:

- модуль Юнга;
- коэффициент Пуассона;
- объемная плотность;
- эластичный коэффициент Био;
- пористость;
- коэффициент линейного теплового расширения.

Процесс заполнения свойств создает свойства сетки, которые имеют те же имена и значения, что и соответствующие параметры материала. Например, если материал модуля Юнга имеет значение 10 ГПа, созданное свойство сетки модуля Юнга присваивает каждой ячейке значение 10 ГПа.

В модели создается отдельная папка геомеханических свойств.

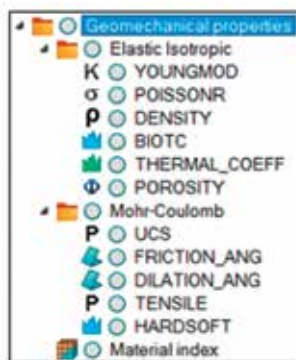


Рисунок 7. Папка геомеханических свойств

Проведена проверка качества кубов свойств: есть ли ошибки в построении кубов свойств? Если есть, то необходимо пересчитать процесс заново. Это циклический процесс, и необходимо постоянно проводить входной контроль для достижения приемлемого результата.

Для оценки правильности подбора литостатического давления и боковой тектонической нагрузки было проведено сравнение 1D геомеханических моделей с опорными скважинами, полученными

по результату 3D моделирования. Упруго-прочностные параметры по трехмерной модели совпадают с результатами, полученными при одномерном моделировании, следовательно, применяя одни и те же граничные условия, полученные профили минимального и максимального горизонтального напряжения, а также вертикального напряжения должны совпадать. Как видно из рис. 8–9, сходимость 1D (красные линии) и 3D расчетов хорошая.

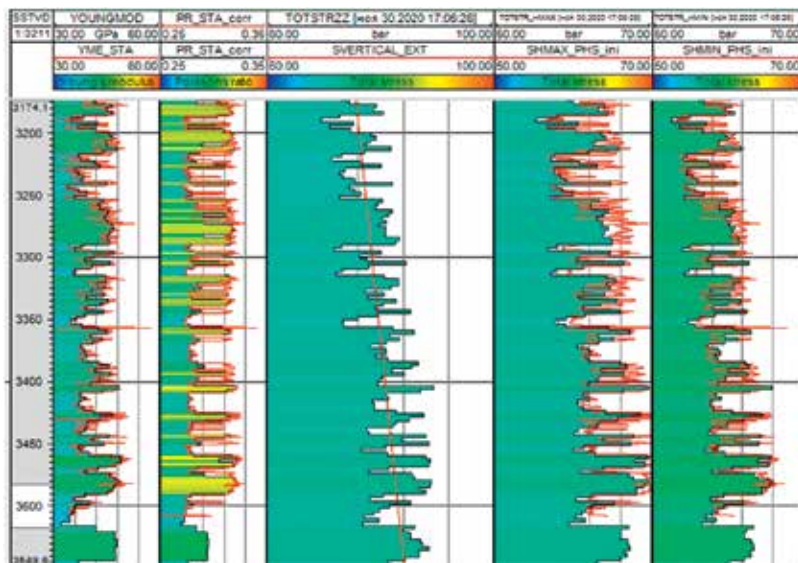


Рисунок 8. Сравнение 3D напряжений с результатами одномерного моделирования по скв. 1х

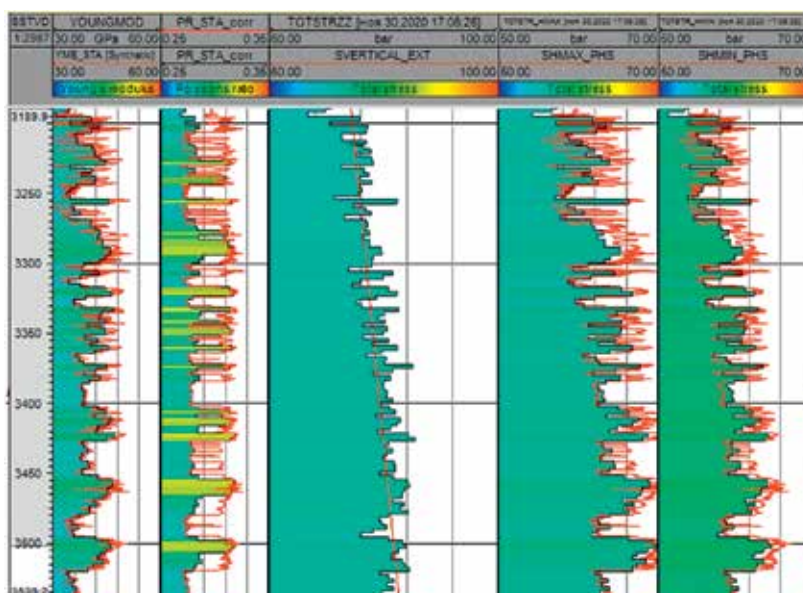


Рисунок 9. Сравнение 3D напряжений с результатами одномерного моделирования по скв. 2х



### Расчет нагруженности разломов, DFN и коллектора (Fault Yield Value и Fault Yield Mode)

Одним из этапов создания геомеханической модели является введение в модель разломов системы трещин (DFN) и задание свойств для них (Discontinuity modeling). На данном этапе ячейки сетки, соприкасающиеся с разломом, обретают свойства неоднородной среды (рис. 10). На первых итерациях свойства разломов и DFN, а, следовательно, и свойства ячеек, были выбраны и откалиброваны таким образом, чтобы смоделировать вариации направления минимального горизонтального напряжения, полученного по микроимиджеровым исследованиям, и незначительно снижать поле напряжений вблизи ячейки

разлома и DFN [5]. Прямые данные для калибровки прочностных параметров разломов отсутствуют, калибровка будет производиться на косвенные данные анализа разработки и промысловых геофизических исследований.

ПО Visage позволяет рассчитать следующие параметры состояния ячеек. Первый параметр – нагруженность: он характеризует положение нормальных и тангенциальных напряжений в каждой ячейке (круг Кулона – Мора) относительно заданного критерия разрушения (рис. 11). Таким образом, можно определить, насколько та или иная ячейка далека от разрушения (расстояние по нормали к красной линии) [6].



Рисунок 10. Моделирование ячеек разлома

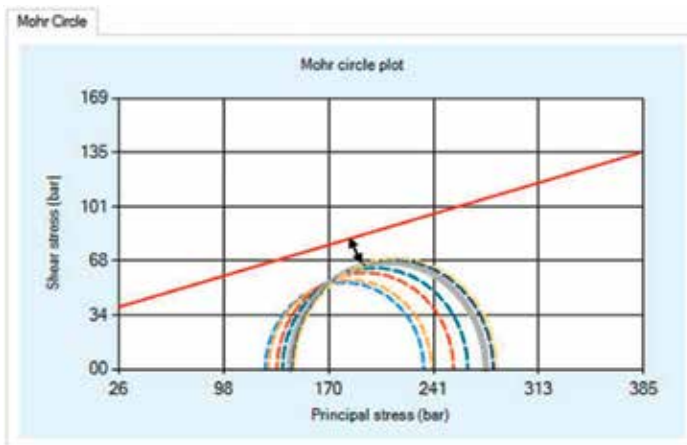


Рисунок 11. Нагруженность ячейки разлома относительно критерия разрушения Кулона-Мора

Рис. 12 иллюстрирует куб нагруженности DFN, полученный по результатам расчетов на февраль 2019 г. Красные ячейки – это разрушенные в результате нагрузки

регионы, а ячейки с цветом от оранжевого до фиолетового показывают накопленную нагрузку и то, насколько данная ячейка далека от разрушения (Fault Yield Value).

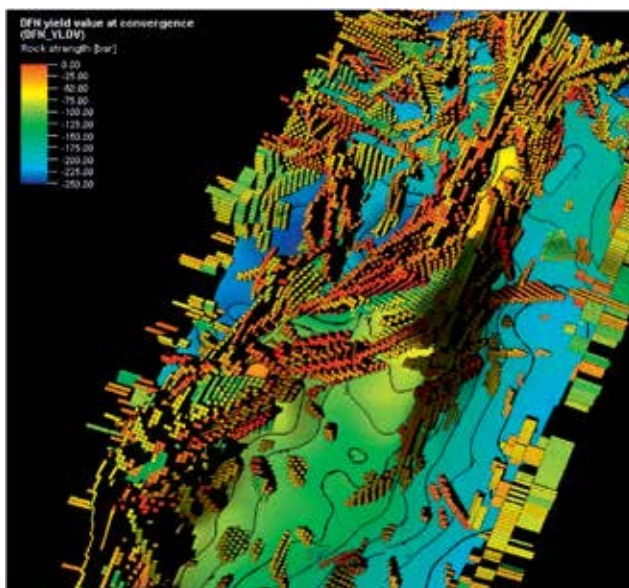


Рисунок 12. Расчет нагруженности разломов

Вторым важным параметром является расчет критерия нагруженности (Fault Yield Mode). Данный параметр (рис. 13) показывает состояние нагруженности ячейки и варьируется от -2 до +2: пластичный сдвиг (-2), пластичное растяжение (-1), разрушение со растяжением (1), разрушение со сдвигом (2); (-2 = elastic shear, -1

= elastic tension, 1 = yielding tension, 2 = yielding shear). По результатам расчета незначительное количество ячеек (красные) находятся в разрушенном состоянии за счет сдвиговой деформации (2) и потенциально обладают повышенной проводимостью, остальные ячейки DFN находятся в состоянии пластичного сдвига [7].

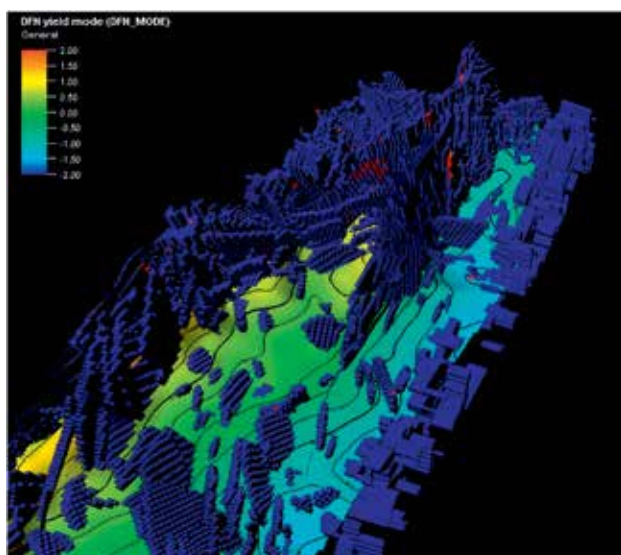


Рисунок 13. Оценка критерия нагруженности DFN

Наиболее нагруженные трещины импортированы в ГДМ как проводящие, что позволило повысить связанность в межскважинном пространстве.

#### Адаптация ГДМ на историю разработки с использованием геомеханики

Воспроизведение истории добычи и закачки производилось на основе скважинных данных. В гидродинамической модели контроль скважин был задан по отбору жидкости, в качестве адаптируемых параметров выступали накопленные показате-

ли по нефти, а также забойные давления в работающих скважинах.

#### Расчет с исходным кубом проницаемости

Первый расчет был выполнен только с подключением куба матричной проницаемости. Результаты показателей приведены на рисунках ниже (рис. 13–14). Наблюдается существенная нехватка энергии по большей части фонда. Как следствие, отборы воспроизведены частично, динамика забойного давления существенно отличается от фактической.

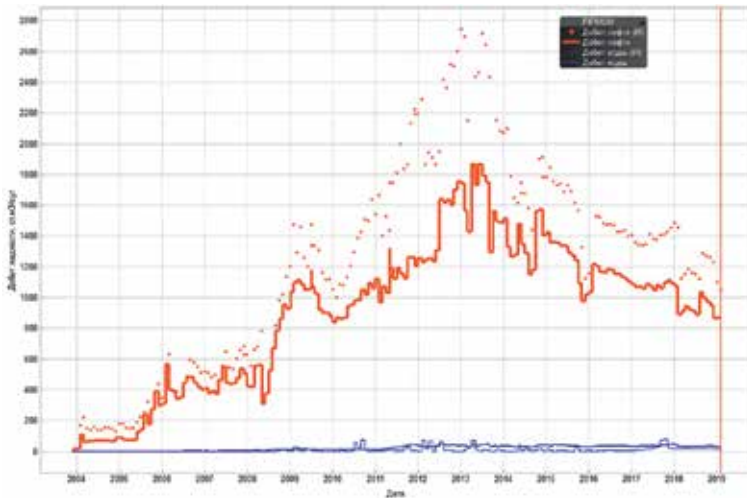


Рисунок 14. Адаптация динамики добычи по нефти и воде с исходным кубом проницаемости (красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти исходной ГДМ, синие точки – фактический дебит воды, синяя линия – дебит воды исходной ГДМ)

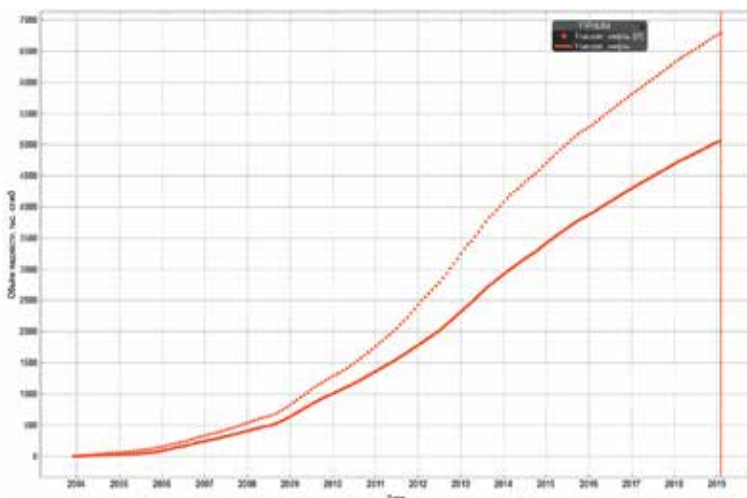


Рисунок 15. Адаптация накопленных показателей по нефти с исходным кубом проницаемости (красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть исходной ГДМ)

### Расчет с добавлением проницаемости DFN

На следующем этапе к исходному полю проницаемости был добавлен куб DFN, рассчитанный на основе геомеханического моделирования (рис. 16). Поскольку количественная связь между проницаемостью и параметром разрушенности (Fault Yield Value) в явном виде отсутствует, подбор проводился итерационно. Для распределения накопленной нагрузки задавалось соответствующее распределение параметра проницаемости, а абсолютные его значения калибровались в процессе адаптации ГДМ на историю добычи и закачки. Результаты показателей приведены на рисунках ниже (рис. 16–17). По сравнению с базовым вариантом ситуация суще-

ственно улучшилась, однако по-прежнему выделяются некоторые скважины, по которым адаптация остается неудовлетворительной.

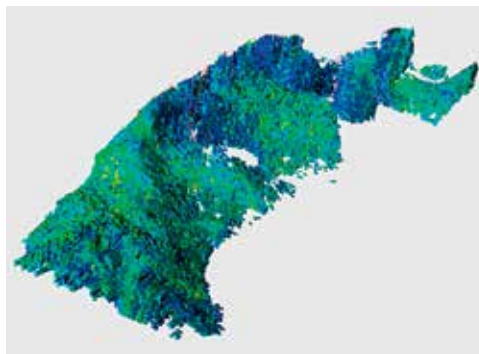


Рисунок 16. Куб DFN



Рисунок 17. Адаптация динамики добычи по нефти с добавлением проницаемости DFN  
(красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти обновленной ГДМ)

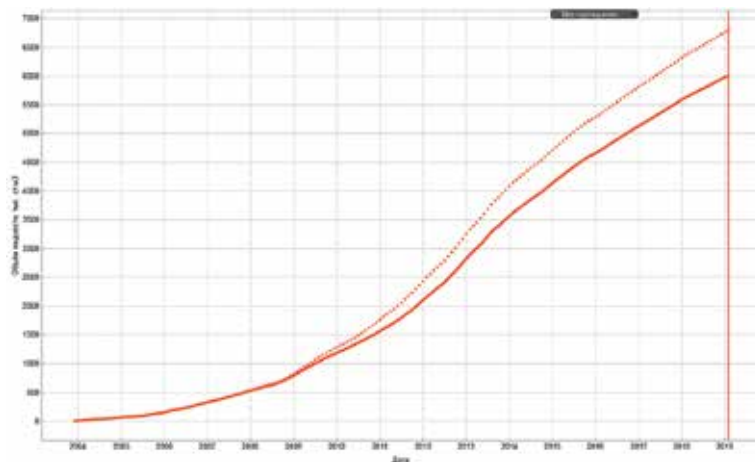


Рисунок 18. Адаптация накопленных показателей по нефти с добавлением проницаемости DFN  
(красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть обновленной ГДМ)

### Расчет с добавлением проводимости разломов

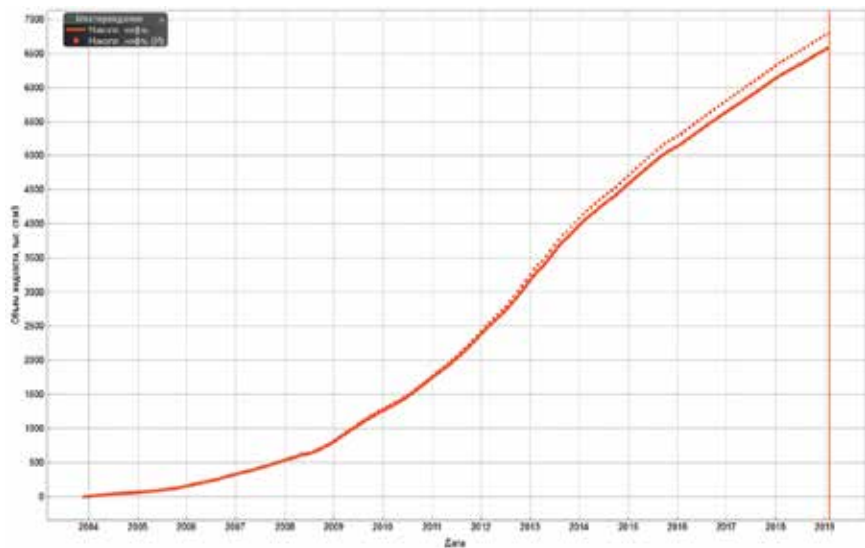
На заключительном этапе был проведен детальный анализ скважин, неуспешных в части адаптации, и выявлено, что они сконцентрированы в районе выделяемых разломов. С учетом расчета нагруженности на вход в ГДМ была подана проницаемость некоторых разломов.

Куб проницаемости в ГДМ был обновлен с учетом геомеханической модели. Это позволило существенно улучшить настройку модели как по отборам, так и по динамике забойного давления. Результаты воспроизведения интегральных исторических показателей на модели приведены на рисунках ниже (рис. 18–19).



**Рисунок 19. Адаптация динамики добычи по нефти и воде с добавлением проводимости разломов**

(красные точки – фактический дебит нефти, красная линия – дебит нефти обновленной ГДМ, синие точки – фактический дебит воды, синяя линия – дебит воды обновленной ГДМ)



**Рисунок 20. Адаптация накопленных показателей по нефти с добавлением проводимости разломов**

(красные точки – фактическая накопленная нефть, красная линия – накопленная нефть обновленной ГДМ)

При адаптации модели приоритет отдавался динамике забойного давления и настройке продуктивности скважин.

Примеры адаптации по скважинам и сравнение с исходной версией модели приведены ниже (рис. 20–21).

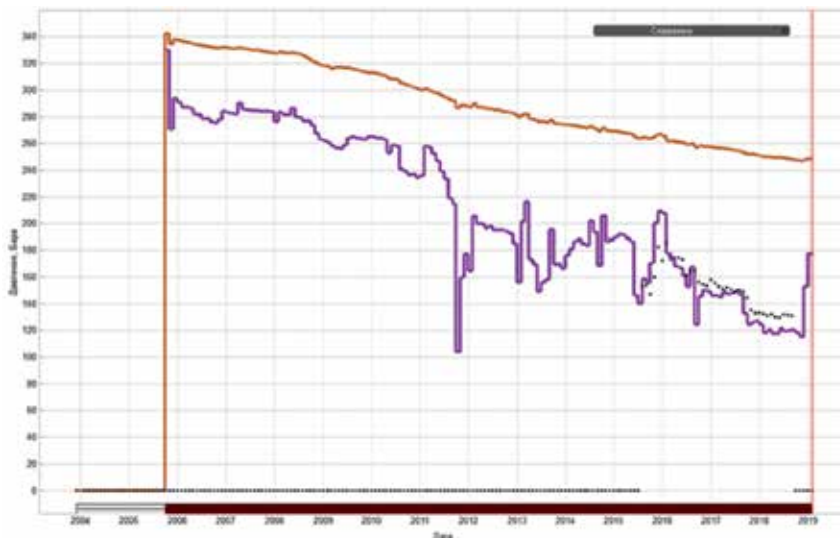


Рисунок 21. Пример адаптации динамики забойного давления по скв. 3х (коричневая линия – исходная модель, фиолетовая линия – текущая адаптация, точки – фактические данные)

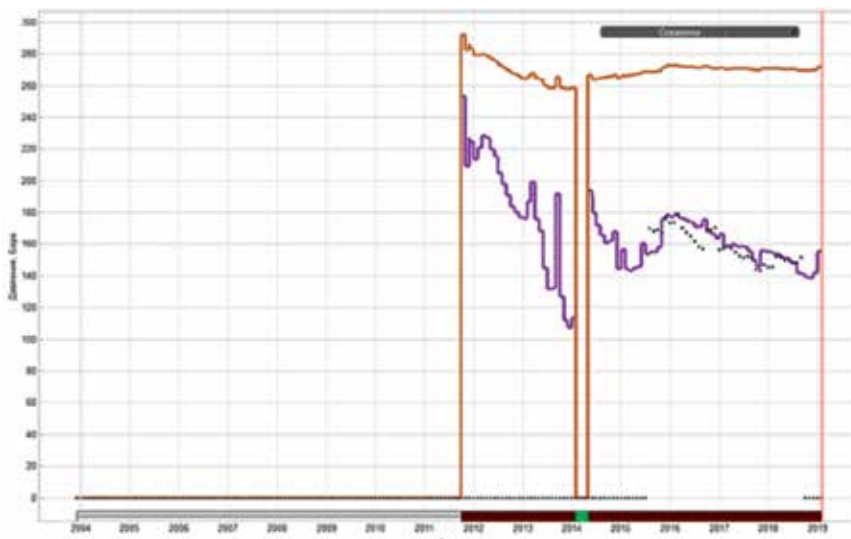


Рисунок 22. Пример адаптация динамики забойного давления по скв. 4х (коричневая линия – исходная модель, фиолетовая линия – текущая адаптация, точки – фактические данные)

### Выводы

На основании проведенных геомеханических расчетов доказана взаимосвязь между продуктивностью и нагруженностью трещин и разломов. Фильтрация по частично проводящим трещинам низкая,

по частично проводящим, но критически нагруженным, – высокая. Критически нагруженными могут являться разломы и трещины с азимутом простираения 100–160° и углом падения от 45° до 75°.

Построенный куб дополнительной проницаемости DFN позволил улучшить адаптацию гидродинамической модели, актуализировать карту пластовых давлений и остаточных запасов. На основании расчетов ГДМ, наличия проницаемости DFN и графика бурения новых скважин проведено ранжирование по принципу «светофор». Выделены наиболее перспективные участки для заложения скважин и очередности бурения. Критериями для ранжирования являлись: запасы – максимальные значения, пластовое давление –

начальное или незначительное снижение (до 20%), DFN – наличие трещиноватой проницаемости в разрезе.

Выявлен потенциальный для дополнительного бурения район, характеризующийся наличием подпитки с южной / юго-западной части залежи. Данная область оценивается как зона повышенной трещиноватости, подтверждаемая выделением разломов по ant tracking, и может быть рассмотрена в качестве перспективы развития программы бурения.

### Список использованной литературы

1. Садыков Л., Корельский Е. Самохвалов А., Костина А., Мамедов Э., Хромова Е., Железова А., Алексеев А., Штунь С. Оценка риска нарушения целостности перемычки при эксплуатации месторождения методом 4D совмещенного моделирования геомеханики и гидродинамики. – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE, октябрь 2018, SPE-191628-18RPTC-RU.
2. Балин Д., Алехин И., Бровко В., Наймушин А. Использование 3D геомеханического моделирования для повышения достоверности ГДМ в терригенном коллекторе, осложненном большим количеством тектонических нарушений – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE, октябрь 2020, SPE-201977-RU.
3. Павлов В., Корельский Е., Бутула К., Ключбин А., Максимов Д., Зиновьев А., Задворнов Д., Грачев О. Создание 4D геомеханической модели для определения влияния разработки месторождения на геометрию трещин ГРП – Материалы Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE, октябрь 2016, SPE-182020-RU.
4. Hamid O., Omair A., Guizada P. Reservoir geomechanics in carbonates – Materials of the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017. SPE-183704-MS.
5. Ali Edris M.A, Haggag Amin M., Al Benali K., Shinde A.L., Ghadimipour A., Perumalla S.V., Hartley L.J., Baxter S. Implementation of coupled 3D geomechanics and discrete fracture network (DFN) models in field development optimization: a case study from carbonate reservoir, Abu Dhabi – Materials of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu-Dhabi, UAE, November 2014, SPE-171858-MS.
6. Moos D., Barton C.A. Modeling uncertainty in the permeability of stress-sensitive fractures. – Materials of 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), San Francisco, California, June 2008, №ARMA-08-312.
7. Verma N.K., Al-Medhadi F., Franquet J.A., Maddock R., Natarajan D., Al-Mayyas E. Critically-stressed-fracture analysis in Naturally fractured carbonate reservoir – a case study in West Kuwait – Materials of the 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, March 2007, SPE 105356.

## 3D ГЕОМЕХАНИКАЛЫҚ МОДЕЛДІ ҚҰРАСТЫРУ ЖӘНЕ ОНЫҢ КАРБОНАТТЫҚ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ДИНАМИКАЛЫҚ КӨРСЕТКІШТЕРІНЕ ӘСЕРІ

Д.Б. Абишев, В.В. Шишкин, И.Г. Алехин, А.З. Насибуллин

Бұл мақалада Каспий маңы ойпатының шығыс бөлігінде орналасқан мұнай кенорнының 3D геомеханикалық моделін құрастыру процесі мен нәтижелері көрсетілген. Мұнай мен газдың құрамы төменгі және орта карбон карбонатты шөгінділерінде анықталған. Модель ұңғымалардың картаж деректері бойынша, бір өлшемді геомеханикалық модельдер және 3D геологиялық модель негіздерінде құрылған. Геомеханикалық модельдеудің нәтижесі аса жүктелген дискретті

жарықшалар жүйесінің қосымша өткізгіш кубы болып табылады және ол кейіннен гидродинамикалық модельді адаптациялау кезінде қолданылды. Адаптациялау кезінде жарықша кубынан басқа өткізгіш сынықшалары да анықталды.

Геомеханикалық модельдеуді құрастыру кезінде жүктелген жарықшаларды есептеу және олардың карбонатты шөгінділердегі флюидтердің ағымы мен сіңімділік аралықтарының байланысы бойынша халықаралық тәжірибие ескерілді. Геомеханикалық модельді ескеру арқылы жаңартылған гидродинамикалық модельдің тарихи көрсеткіштері мен ұңғыманың түптік қысымының үйлесімділігі жақсарды.

Түйінді сөздер: геомеханикалық тор, Юнг модулі, Пуассон коэффициенті, дискретті жарықтар жүйесі (DFN), гидродинамикалық модельді бейімдеу.

## CONSTRUCTION OF A 3D GEOMECHANICAL MODEL AND ITS INFLUENCE ON THE DYNAMIC INDICATORS OF A CARBONATE RESERVOIR MODEL

D.B. Abishev, V.V. Shishkin, I.G. Alekhin, A.Z. Nasibullin

The article presents the process and results of constructing a three-dimensional geomechanical model of an oil field located in the eastern edge of the Caspian basin. Oil and gas content is established in carbonate deposits of the Lower and Middle Carboniferous. The model was based on well log data, one-dimensional geomechanical models and a 3D geological model. The result of geomechanical modeling is the obtained property of additional permeability of the critically loaded discrete fracture network, which was later used in the history match of the hydrodynamic model. In addition to the fracture property, a series of conductive faults were also identified during the history match.

When carrying out geomechanical modeling, international experience was taken into account in the calculation of critically loaded fractures and their relationship with the intervals of inflow and loss in carbonate reservoirs. The updated hydrodynamic model, taking into account the geomechanical model, significantly improved the convergence of the model and historical indicators of bottomhole pressures.

Key words: geomechanical grid, Young's modulus, Poisson's ratio, discrete fracture network (DFN), history match of the hydrodynamic model.

### Информация об авторах

**Абишев Данияр Бахытович** – ведущий инженер службы моделирования, [d.abishev@niikmg.kz](mailto:d.abishev@niikmg.kz).

**Шишкин Владимир Владимирович** – руководитель службы моделирования, [v.shishkin@niikmg.kz](mailto:v.shishkin@niikmg.kz).

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

**Алехин Илья Георгиевич** – эксперт по геомеханике, [ialekhin@demac.com](mailto:ialekhin@demac.com).

**Насибуллин Артур Зиятович** – эксперт по гидродинамическому моделированию, [anasibullin@demac.com](mailto:anasibullin@demac.com).

DeGolyer & MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан



УДК 66.061.1

## СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК

**Б.К. Хасанов, П.А. Гужиков, К.М. Кунжарикова, Н.К. Дукесова, Г.Ж. Кокымбаева**

*Значительные запасы трудноизвлекаемой нефти относятся к категории высоковязких, тяжёлых нефтей. Несмотря на малые глубины залегания, существуют технологические трудности извлечения этих запасов на поверхность. Особую роль в технологии извлечения играют свойства пластовой нефти, которые прямо влияют на коэффициент извлечения. В настоящей статье рассмотрен пример обоснования свойства высоковязкой нефти меловой залежи м. Восточный Молдабек.*

*Ключевые слова: высоковязкая нефть, свойства пластовой нефти, PVT.*

Изучение флюида пласта М-І м. Восточный Молдабек начато в 1990 г. За 30 прошедших лет изучено всего 20 проб пластовой нефти, а полученные в результате этого изучения свойства флюидов несут в себе высокую степень неопределённости. Трудности здесь связаны не только с отбором и лабораторными исследованиями проб, но и с отсутствием систематического наблюдения и контроля над получаемыми результатами.

Основным источником информации о свойствах пластовой нефти является глубинная проба. Однако в случае с высоковязкой нефтью качественный отбор глубинной пробы обычными средствами, как правило, невозможен. Вязкость пластовой нефти высокая, следовательно, вызов притока флюида в скважину часто сопряжён с высокой депрессией на пласт, что вызывает разгазирование нефти на забое. Кроме этого, опробование новых скважин часто выполняется на высоких депрессиях, после чего восстановить приток неразгазированной нефти из пласта за допустимое для исследований время становится затруднительным.

Для отбора высоковязкой нефти необходимы специальные методы отбора глубинных проб, когда пробоотборники спускаются в скважину вместе с колонной насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), а после отбора поднимаются вместе с колонной НКТ. Кроме того, отбор желательно проводить в горизонтальных участках скважины, когда площадь контакта скважины с коллектором большая, и не требуется значительных депрессий на пласт для вызова притока. Отсутствие программы со специальными методами отбора проб, конечно, не позволило отобрать

качественные глубинные пробы из пласта М-І м. Восточный Молдабек. Эти пробы в количестве 4 штук оказались практически полностью дегазированными, о чём свидетельствует низкое газосодержание этих образцов.

Большинство проб пластовой нефти по пласту М-І являются рекомбинированными. К сожалению, данный тип проб часто несёт в себе потенциал получения некачественной информации, в т.ч. и для высоковязких нефтей. С одной стороны, здесь нет проблем с потерей лёгких углеводородов во время отбора устьевых проб, т.к. их практически нет в составе тяжёлой пластовой нефти. С другой стороны, сохраняются риски выпадения части углеводородов (смолы, асфальтены) при снижении давления, температуры и разгазировании нефти в скважине и на поверхности. В составе пластовой нефти пласта М-І м. Восточный Молдабек фиксируется малое содержание асфальтенов (0,3 масс.%) и парафинов (0,6 масс.%). Зато смол в составе нефти очень много (13,8 масс.%). Кроме этого, существуют определённые сложности при рекомбинации тяжёлой пластовой нефти в лаборатории, оказывающие влияние на результаты исследований. Основной же проблемой рекомбинированных проб всегда была и остаётся высокая неопределённость в оценке газо-жидкого соотношения, которое используется для воссоздания (рекомбинации) образца пластового флюида. Значения газового фактора, фиксируемого на промысле, могут в значительной степени отличаться от газосодержания пластовой нефти при начальных условиях, в особенности для насыщенных флюидов, а также для скважин, работающих на высокой депрессии. В пласте М-І фиксиру-

ется наличие газовой шапки, что говорит о близком насыщении пластовой нефти газом при начальном пластовом давлении, а прорывы газа газовой шапки, если это происходит, делают замеры газового фактора бесполезными для оценки газосодержания начального пластового флюида ввиду заметных флуктуаций газового фактора.

Как правило, пластовые флюиды, находящиеся на глубине газо-нефтяного контакта (далее – ГНК), являются насыщенными<sup>5</sup>. Это подтверждается также и результатами исследования проб: отобрать идентичные параллельные пробы здесь очень сложно, а динамика изменения зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по этим пробам всегда имеет значительные диапазоны вариации, в т.ч. и по начальным пробам. Тяжёлые нефти, как правило, также являются насыщенными при наличии газовой шапки. Однако в случае с пластом М-1 м. Восточный Молдабек подтвердить насыщенный характер пластовой нефти при начальных пластовых условиях по результатам исследования проб не удалось. Причиной этого является отсутствие глубинных проб, отвечающих начальному состоянию, и наличие рекомбинированных проб, газовый фактор которых не подтверждён. Условия в пласте непростые: низкое энергетическое состояние залежи (начальное пластовое давление достигает всего лишь 2 МПа) и низкая пластовая температура (23°C).

Ещё одна проблема, которая появилась при анализе и обосновании свойств пластовой нефти пласта М-1, связана с градиентом растворимости газа в нефти. Фактические результаты лабораторных исследований проб пластовой нефти указывали на 2 различных градиента растворимости, увязать в единое представление о пластовом флюиде которые не представляется возможным.

Отличительной особенностью изучения степени растворимости газа в тяжёлой пластовой нефти, в отличие от обычной и лёгкой пластовой нефти, является то, что растворённый газ тяжёлой нефти практически полностью метановый, с отсутствием компонентов  $C_{5+}$ ; в некоторых случаях часть метана замещена азотом. Это позволяет пренебречь дифференциацией состава газа при снижении давления на

каждой ступени и рассматривать градиент растворимости пластовой нефти для разных месторождений тяжёлой нефти как линейный тренд.

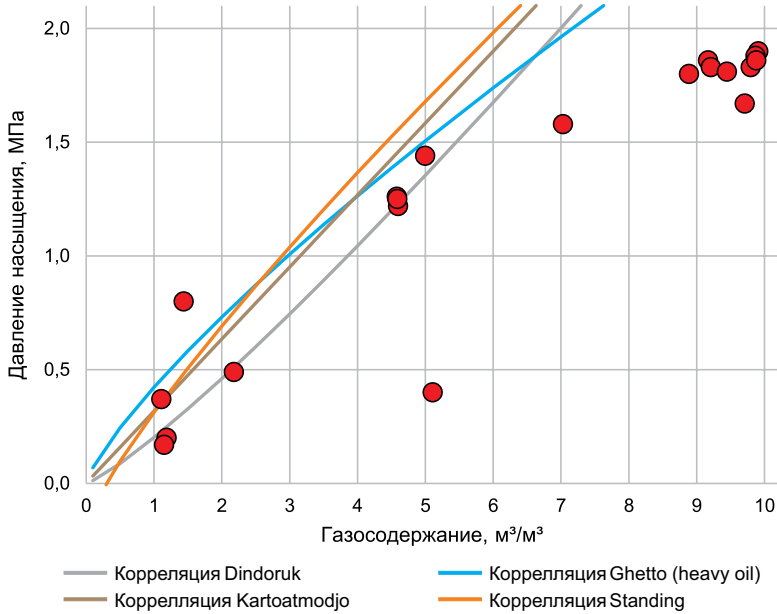
На рис. 1 приведены результаты замеров давления насыщения и газосодержания по пробам пласта М-1 м. Восточный Молдабек. Кроме того, на основе свойств сепарированных флюидов (плотности нефти и газа) и пластовой температуры проведены расчёты давления насыщения пластовой нефти по опубликованным в литературе корреляциям [1–6], в зависимости от изменяющегося газосодержания. Было использовано 14 наиболее известных и применяемых корреляций, 4 из которых показали результаты, близкие к результатам экспериментальных замеров для пластовой нефти м. Восточный Молдабек. Результаты расчётов по остальным корреляциям показали более высокие значения давления насыщения, чем корреляции на рис. 1. Таким образом, ни одна из существующих корреляций не смогла описать результаты замеров давления насыщения по рекомбинированным пробам на газовый фактор 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это указывает на некачественные лабораторные замеры давления насыщения этих проб.

Далее зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по пласту М-1 м. Восточный Молдабек была сопоставлена с зависимостью пластовой нефти м. Каражанбас, которая является близким аналогом по свойствам флюида. На рис. 2 приведены результаты исследований проб пластовой нефти м. Восточный Молдабек (красные маркеры) и Каражанбас (синие маркеры), проведены аппроксимации данных. Пунктирной красной линией обозначена гипотетическая аппроксимация (2-й вариант) к пробам с газосодержанием 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Хорошо видно, что аппроксимация по 1-му варианту (сплошная красная линия) близка к аппроксимации проб пластовой нефти м. Каражанбас, что закономерно, учитывая схожесть других параметров (состав и плотность сепарированных нефти и газа). Аппроксимация по 2-му варианту отличается по коэффициенту растворимости, что должно указывать на значительно более лёгкий флюид залежи М-1 м. Восточный Молдабек относительно м. Каражанбас. В отличие от м. Восточный Молдабек (20

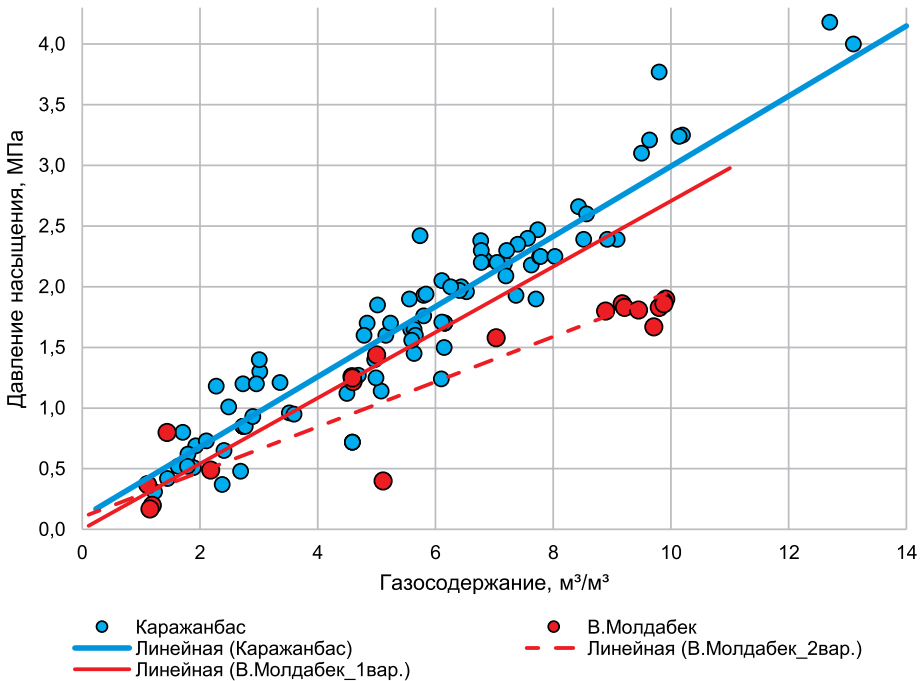
<sup>5</sup> Исключение могут быть у критических флюидов, для которых давление насыщения и критическое давление, при котором совершается фазовый переход, меньше начального пластового давления.

проб), в построении аппроксимации для м. Каражанбас участвовало 112 проб пластовой нефти. Здесь также уместно добавить,

что плотность сепарированной нефти проб пласта М-I, по которым проведены 1-я и 2-я аппроксимации, не отличается друг от друга.



**Рисунок 1. Корреляции давления насыщения от газосодержания для пластовой нефти пласта М-I**



**Рисунок 2. Сравнение аппроксимации свойств пластовой нефти пласта М-I м. Восточный Молдабек и м. Каражанбас**

Далее была проведена работа по поиску аналогов пластовой нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек. Помимо м. Каражанбас, было найдено ещё 2 месторождения, пластовая и сепарированная нефть которых близка изучаемому флюиду. Это м. Русское<sup>6</sup>, которое находится в Западной Сибири, и м. С. Балгимбаев из состава Эмбинской группы месторождений. На рис. 3 также нанесена аппроксимация зависимости давления насыщения от газосодержания проб супертяжёлой пластовой нефти одного из блоков нефтяного региона Ориноко (Венесуэла). В табл. 1 приведены некоторые свойства нефти представленных месторождений. Здесь также можно отметить, что аппроксимация по 2-му варианту для пластовой нефти м. Восточный Молдабек значительно отклоняется от корре-

кций м. Русское, Каражанбас, С. Балгимбаев. При этом плотность дегазированной нефти м. С. Балгимбаев уже составляет 890 кг/м<sup>3</sup>, что легче плотности дегазированной нефти м. Восточный Молдабек (916 кг/м<sup>3</sup>). Следовательно, коэффициент растворимости 5,38, согласно 2-му варианту аппроксимации м. Восточный Молдабек, должен соответствовать уже обычной нефти с плотностью нефти около 850 кг/м<sup>3</sup>, что не соответствует фактическим данным анализов нефти.

В результате проведённого анализа можно с уверенностью сказать, что замеры давления насыщения пластовой нефти по пробам с газосодержанием 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> являются недостоверными и использовать их для моделирования пластового флюида нельзя.

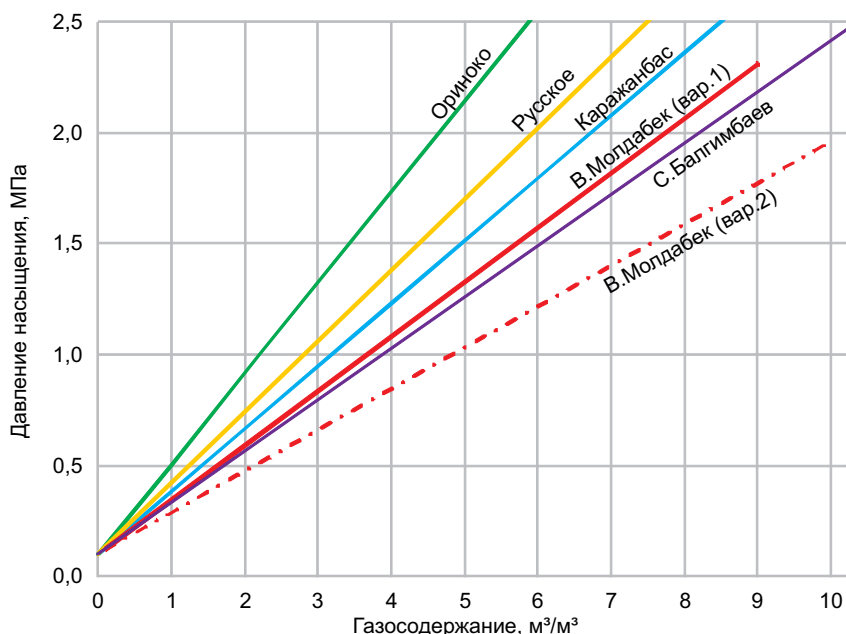


Рисунок 3. Сравнение кривых растворимости пластовой нефти месторождений-аналогов

Таблица 1. Свойства тяжелой нефти рассматриваемых месторождений

Месторождение	Пластовая температура, °С	Плотность дегазированной нефти $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент растворимости, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> /МПа	Количество проб, ед.
Ориноко	40	1000	2,470	40
Русское	20	940	2,860	113
Каражанбас	30	940	3,544	112
С. Балгимбаев	31	890	4,322	25
В. Молдабек, вариант 1	23	916	4,080	20
В. Молдабек, вариант 2	23	916	5,382	20

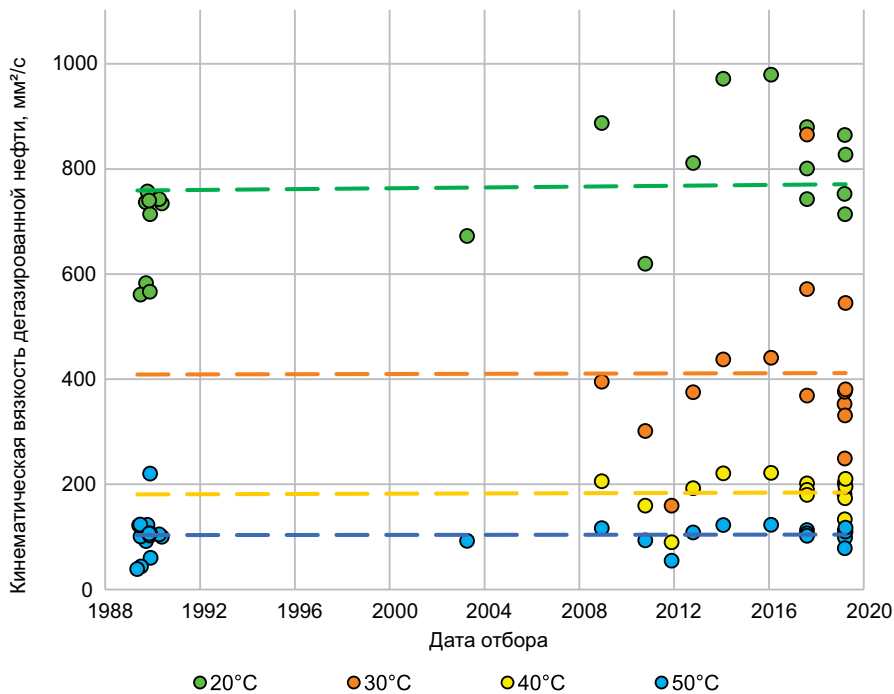
<sup>6</sup> Здесь и далее данные по свойствам флюида получены из открытых источников

Ещё одной проблемой, сопутствующей всем залежам тяжёлой нефти, является высокая неопределённость в оценке вязкости дегазированной и пластовой нефти. Не стала исключением и нефть пласта М-1 м. Восточный Молдабек.

На рис. 4 приведены значения вязкости дегазированной нефти устьевых проб в зависимости от даты отбора. Цветом выделены ряды, соответствующие температуре измерения вязкости. Здесь необходимо обратить внимание на значительные диапазоны вариации значений вязкости и на то, что эта неопределённость возрастает с уменьшением температуры. Замеры при 10°C уже не поддаются точной аппроксимации, а среднее значение вязкости при этой температуре не отражает истинные значения параметра. Это указывает на то, что с понижением температуры до стандартной и ниже в нефти образуются новые структурные связи между сложными соединениями углеводородов, благодаря чему возрастает кажущаяся вязкость нефти, и в зависимости от количества времени

и других факторов этот параметр может меняться в широком диапазоне. На разброс в оценке значений вязкости также сильно влияет погрешность измерения температуры проведения эксперимента. Нельзя исключать и влияние последствий выпадения части углеводородов – смол (м. Восточный Молдабек) и асфальтенов – при снижении давления, температуры, и разгазирования в скважине, на поверхности, в промысловых ёмкостях.

Ещё одной причиной, объясняющей вариацию значений вязкости дегазированной нефти, является закономерное возрастание этого параметра в зоне водонефтяного контакта (далее – ВНК), что объясняется окислением нефти и повышенным эффектом биodeградации возле ВНК. К сожалению, первичных данных недостаточно, и они разноречивы, чтобы достоверно оценить изменение вязкости в зависимости от близости отобранных проб к глубине ВНК. Возможно, более глубокое изучение состава нефти позволит приблизиться к ответу на этот вопрос.



**Рисунок 4. Изменение вязкости дегазированной нефти от даты отбора проб при разных температурах (пласт М-1, м. Восточный Молдабек)**

При снижении температуры вязкость дегазированной нефти резко возрастает, а сама зависимость вязкости тяжёлой нефти от температуры, как правило, со-

ответствует экспоненциальной аппроксимации. На рис. 5 приведены зависимость кинематической вязкости дегазированной нефти по устьевым пробам пласта М-1 м.

Восточный Молдабек и экспоненциальная зависимость, полученная при аппроксимации экспериментальных данных. Также приведена аналогичная аппроксимация для устьевых проб дегазированной нефти м. Каражанбас. В табл. 2 приведены усредненные значения зависимости вязкости от температуры, а также количество проб, участвующих в аппроксимации. Вязкость дегазированной нефти, как можно видеть, больше вязкости нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек почти на 100 мм<sup>2</sup>/с, что согласуется и с плотностью дегазированной нефти, которая больше по м. Каражанбас (табл. 1). Несмотря на проведенный анализ и сделанные выводы, неопределенность в оценке вязкости дегазированной

ной нефти м. Восточный Молдабек сохраняется.

Из полученной зависимости вязкости от температуры (рис. 5) следует, что небольшое изменение температуры приводит к значительному изменению вязкости. Пластовая температура в пласте М-1 составляет 23°C, это всего на 3°C выше стандартной температуры. Тем не менее вязкость нефти при этом изменяется на 130 мм<sup>2</sup>/с. Согласно результатам лабораторных PVT анализов, температура исследований пластовой нефти, используемая при проведении экспериментов как пластовая, изменялась по пробам от 18 до 23°C, что, конечно же, сказалось на результатах и качестве полученных данных.

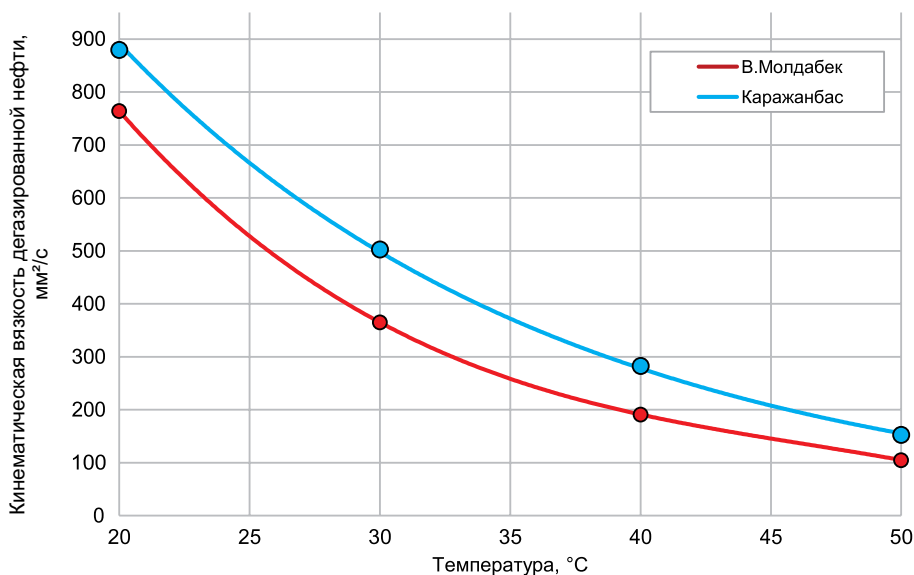


Рисунок 5. Изменение вязкости дегазированной нефти при разных температурах (пласт М-1, м. Восточный Молдабек)

Таблица 2. Усредненные значения вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры и количество проб, участвующих в аппроксимации

Температура, °C	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с		Количество замеров	
	м. В. Молдабек	м. Каражанбас	м. В. Молдабек	м. Каражанбас
20	764	880	32	77
30	365	503	15	123
40	191	283	15	140
50	105	153	33	120

Поэтому, прежде чем использовать результаты лабораторных данных, необходимо ввести корректировки в параметры на изменение температуры. И если для большинства параметров изменение температуры в несколько градусов приводит к минимальным изменениям, то для вязко-

сти тяжелой пластовой нефти эти изменения будут очень большими. Конечно, такие корректировки подвержены погрешностям, и нужно избегать их за счёт выверки пластовой температуры, используемой в лаборатории при анализе.

В табл. 3 приведена корректировка вязкости пластовой нефти от температуры измерения в лаборатории к температуре пластовой (23°C) по всем пробам пласта М-I.

**Таблица 3. Корректировка вязкости пластовой нефти на пластовую температуру**

№ п/п	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Температура измерения, °С	Вязкость при Тизм, мПа·с	Вязкость при Тпл, мПа·с
1	5,0	23	242	242
2	2,2	21	681	620
3	5,1	21	416	368
4	1,4	20	278	233
5	1,2	18	938	703
6	1,2	18	938	703
7	1,1	20	833	704
8	4,6	20	623	524
9	4,6	23	443	443
10	4,6	23	409	409
11	9,2	23	339	339
12	9,2	23	351	344
13	9,9	23	668	668
14	9,9	23	519	519
15	9,8	23	341	341
16	9,9	23	431	431
17	8,9	23	236	236
18	9,5	23	329	329
19	9,7	23	387	387
20	7,0	23	491	491
устьевые	0,0	20	702	596

Помимо температуры на вязкость пластовой нефти оказывает влияние также количество газа, растворённого в нефти. Для лёгких и обычных нефтей газосодержание – это основной фактор изменения свойств пластового флюида. Для тяжёлой нефти газосодержание влияет на вязкость в меньшей степени, чем температура. Тем не менее данное влияние необходимо оценить и использовать в дальнейшем при моделировании разработки залежи.

На рис. 6 приведены данные по газосодержанию и вязкости проб пластовой нефти пласта М-I м. Восточный Молдабек (красные и белые маркеры). Как видно, результаты экспериментальных данных по вязкости пластовой нефти даже после их корректировки на пластовую температуру показывают неоднозначные результаты. Если использовать все данные без отбраковки некачественных значений, то можно существенно ошибиться, как минимум в градиенте изменения вязкости от газосодержания, который присущ рассматриваемому флюиду. Поэтому для установления истинных значений вязкости были привле-

чены опубликованные в литературе корреляции оценки вязкости, а также свойства флюидов месторождений аналогов [6].

Были рассмотрены 11 корреляций для расчёта вязкости насыщенной пластовой нефти на основе вязкости и плотности дегазированной нефти и пластовой температуры. Три корреляции (Kartoatmodjo, Beggs & Robinson, Petrosky & Farshad) дали близкие результаты, сопоставимые со значениями вязкости м. Восточный Молдабек, одна из которых (Kartoatmodjo) отображена на рис. 6.

Кроме этого, на рис. 6 приведены аппроксимации зависимости вязкости от газосодержания по пробам пластовой нефти аналогов м. Каражанбас и Русское, в которых участвовали замеры по 96 и 81 пробе пластовой нефти соответственно. В целом и по корреляциям, и по месторождениям-аналогам наблюдается схожая динамика изменения вязкости от газосодержания. Вариации могут быть связаны с вариацией пластовой температуры и коэффициента растворимости газа в нефти. На основании полученной динамики изме-

нения свойств (рис. 6) некоторые замеры по пробам м. Восточный Молдабек были забракованы ввиду несоответствия выявленным трендам. По оставшимся пробам пластовой нефти, а также по обоснованному значению вязкости по устьевым пробам

(выполнена корректировка на температуру, сделан пересчет на динамическую вязкость) проведена аппроксимация свойств, которая близка к расчетам по корреляциям и к изменению свойств пластовой нефти по месторождениям-аналогам.

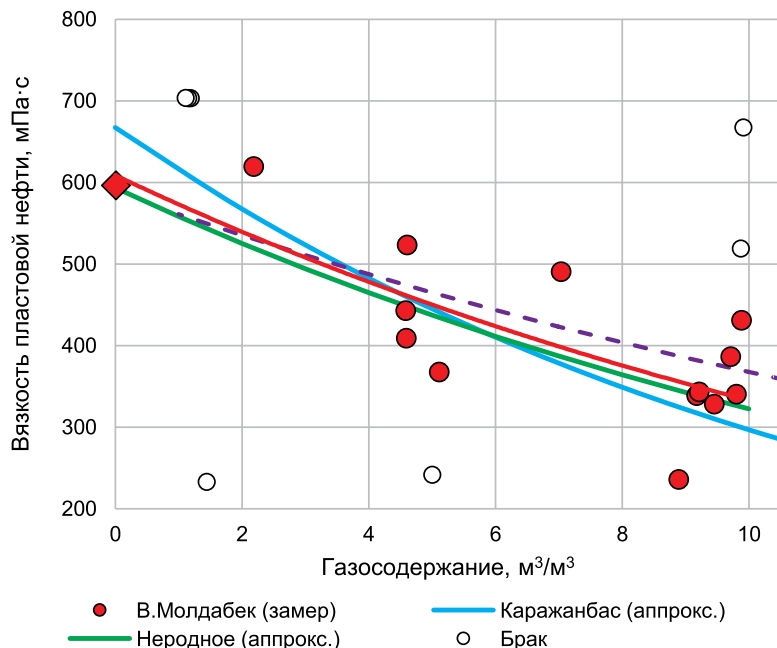


Рисунок 6. Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания

Забракованные значения вязкости пластовой нефти м. Восточный Молдабек также отмечены красным цветом в табл. 3.

В табл. 4 приведено сравнение свойств пластовой и дегазированной нефти м. Восточный Молдабек, Каражанбас

и Русское. Небольшие изменения в свойствах и условиях, при которых эти нефти залегают в пластах, не помешали успешно использовать принцип аналогий для выявления наиболее достоверных зависимостей свойств.

Таблица 4. Свойства пластовой нефти

Параметр	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
Пластовая температура, °С	23	30	20
Коэффициент растворимости, м³/м³/МПа	4,1	3,5	2,9
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	440	450	450
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	702	826	600
Плотность дегазированной нефти, кг/м³	916	938	938

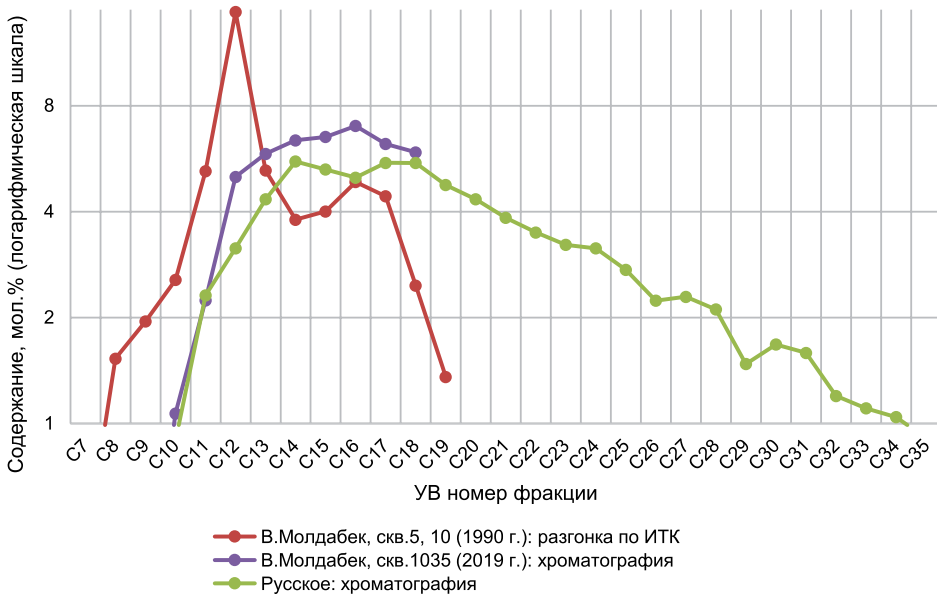
Особое значение при обосновании свойств пластового флюида играет состав нефти и газа, т.к. они в настоящее время являются основой моделирования пластовых флюидов и разработки месторождения. Кроме того, изучение состава нефти может позволить решить вопрос неоднозначных оценок вязкости нефти в стандартных условиях.

Изученность состава нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек низкая. Несмотря на повышенное количество проб, анализируемых в последние годы, исследования состава нефти по газовой хроматографии в лаборатории ограничены детальностью до C<sub>19+</sub>. Между тем современные стандарты позволяют проводить изучение состава с детальностью до C<sub>36+</sub>.



На рис. 7 приведена зависимость мольного содержания фракций дегазированной нефти от углеродного числа. Эта зависимость, как правило, соответствует экспоненциальному уменьшению содержания фракции с увеличением углеродного числа. Для обычных нефтей экспоненциальное распределение начинается обычно с фракции  $C_7 - C_8$ . Для биodeградированных тяжёлых нефтей перегиб смещается в область фракции  $C_{12} - C_{18}$ . Как видно из рис. 7, результаты определения состава нефти м. Восточный Молдабек и Русское очень схожи между собой, что также указывает на возможность использования данных в качестве аналога. На рис. 7 также изображены результаты определения состава

нефти м. Восточный Молдабек по результатам атмосферно-вакуумной разгонки по истинным температурам кипения. Хорошо видно, что полученные результаты нельзя использовать для характеристики состава ввиду неравномерного перераспределения содержания фракций, причиной которого возможно явился пересчёт состава от десятиградусных фракций к фракциям по нормальным парафинам, а также ввиду заниженных концентраций тяжёлых компонентов и неучтённых потерь при проведении эксперимента. В итоге можно сделать вывод, что данные по разгонке нефти для характеристики состава здесь неприменимы, и могут использоваться только данные детальной газовой хроматографии.



**Рисунок 7. Зависимость содержания компонентов дегазированной нефти от углеродного числа**

В табл. 5 приведено сравнение состава нефтерастворенного газа по 3 месторождениям. Состав нефтерастворенного газа тяжёлых пластовых нефтей обычно всегда метановый (97–99 мол. %), с незначительным количеством гомологов метана и следами компонентов  $C_{5+}$ . Отличие по метану разных месторождений обычно

связано с повышенным содержанием азота в некоторых флюидах, что и фиксируется по нефти м. Восточный Молдабек, где доля азота составляет более 5%. В остальном отличия в составах, представленных в табл. 5, незначительны для определения термодинамических параметров.

**Таблица 5. Состав нефтерастворенного газа**

Компонент	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
	мол. %	мол. %	мол. %
$N_2$	5,59	2,46	1,02
$CO_2$	0,32	0,13	0,19
$C_1$	93,11	96,28	97,93

Компонент	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
	мол. %	мол. %	мол. %
C <sub>2</sub>	0,44	0,49	0,55
C <sub>3</sub>	0,22	0,31	0,04
iC <sub>4</sub>	0,03	0,09	0,01
nC <sub>4</sub>	0,08	0,11	0,02
iC <sub>5</sub>	0,06	0,06	0,01
nC <sub>5</sub>	0,04	0,04	0,01
C <sub>6</sub>	0,05	0,04	0,17
C <sub>7</sub>	0,04	-	0,07
C <sub>8*</sub>	0,01	-	0,01
Σ	100,00	100,00	100,00
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,716	0,696	0,687
Молярная масса, г/моль	17,2	16,7	16,5

В составе нефти всех 3 месторождений наблюдается повышенное содержание смол, небольшое содержание парафинов и асфальтенов (табл. 6). В нефти м. Каражанбас асфальтенов значительно больше, и оно достигает содержания 5,4 масс.%. Систематизация современных представлений о внутренней организации и особенностях поведения высоковязких нефтей как неньютоновских систем позволяет утверждать, что в процессе разработки, пока температура пласта остается выше температуры насыщения нефти парафином, неньютоновское поведение нефти обусловлено концентрацией и эволюцией асфальтено-смолистых веществ [7].

Нефтяные смолы представляют собой сложные конденсированные циклические

системы, содержащие гетероатомы и имеющие мазеобразную консистенцию с большой молекулярной массой (до 1200 а.е.м.). Содержание смол в нефтях может достигать 20–30 масс.% и более [8]. Повышенное содержание смол и асфальтенов может привести к образованию новых структурных связей между твердыми компонентами нефти, в особенности при низкой пластовой температуре, что приведёт к резкому возрастанию вязкости и неньютоновскому течению флюида в пласте. Подобные аномалии вязкости могут быть связаны также с наличием механических примесей в нефти. Порода-коллектор пласта М-1 является слабо сцементированной, и при разработке в пластовую нефть попадает большое количество механических примесей.

Таблица 6. Содержание смол, асфальтенов и парафинов в нефти

Месторождение	Содержание, масс. %		
	смол	асфальтенов	парафинов
Восточный Молдабек	13,8	0,3	0,6
Русское	9,0	0,5	1,0
Каражанбас	15,9	5,4	2,0

В 70-х гг. проводились анализы по определению реологических свойств нефти м. Каражанбас. Однако подтверждения неньютоновскому течению флюида тогда получено не было. Тем не менее изучение реологических свойств нефти м. Восточный Молдабек необходимо провести повторно, чтобы сделать однозначный вывод о наличии или отсутствии этой проблемы при добыче нефти. Несмотря на повышенную неопределённость в оценке свойств тяжелой пластовой нефти м. Восточный Молдабек, комплексный подход к анализу первичной информации с привлечением корреляций и месторождений-аналогов позволил избежать грубых ошибок при определении давления насыщения и вяз-

кости пластовой нефти. В результате проведённых работ для пластовой нефти м. Восточный Молдабек:

- дана достоверная оценка градиента растворимости газа в нефти и определено давление насыщения, присущее данному флюиду;
- дана оценка изменения вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры;
- с помощью корреляций и месторождений-аналогов дан прогноз по изменению вязкости нефти от газосодержания;
- сделана оценка качества результатов атмосферно-вакуумной фракционной разгонки и данных газовой хроматографии.

### Список использованной литературы

1. Dindoruk B., Christman P. PVT Properties and Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Oils. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, №7 (06). <https://doi.org/10.2118/89030-PA>.
2. Ghetto G., Villa M. Reliability Analysis on PVT Correlations. – European Petroleum Conference, Oct. 25–27, 1994, London, United Kingdom, 1994. <https://doi.org/10.2118/28904-MS>
3. Kartoatmodjo T., Schmidt Z. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. – Paper SPE 23556, 1991.
4. Kartoatmodjo T., Schmidt Z. Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlations. – Oil & Gas Journal, July 4, 1994, p. 51–55.
5. Standing B. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. – API 47-275, 1947.
6. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. – SPE Monograph, 2000, vol. 20, 233 p.
7. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Коновалов В.В. и др. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей Самарской области. – Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки», 2013, №2 (38), с.197–205.
8. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М., Недра, 1975, 168 с.

## ШЫҒЫС МОЛДАБЕК КЕН ОРНЫ ЖОҒАРЫ ТҰТҚЫРЛЫ МҰНАЙЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІ

**Б.К. Хасанов, П.А. Гужиков, К.М. Кунжарықова, Н.К. Дүкесова, Г.Ж. Қоқымбаева**

*Қиын шығарылатын мұнайдың айтарлықтай қоры тұтқырлығы жоғары, ауыр майлар санатына жататыны белгілі. Тереңдігі таяз болғанымен, бұл қорларды жер бетіне шығару технологиялық қиындықтар туғызады. Мұнайды өндіру технологиясында қойнауқаттағы мұнайдың қасиеттері өнімділік коэффициентіне тікелей әсер етеді және олардың ерекше орны бар. Бұл мақалада Шығыс Молдабек кен-орны бор шоғырындағы тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеу жобасы қарастырылған.*

*Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, қабаттағы мұнайдың қасиеттері, PVT.*

## HIGH-VISCOSITY OIL PROPERTIES OF THE EAST MOLDABEK FIELD

**B.K. Hasanov, P.A. Guzhikov, K.M. Kunzharikova, N.K. Dukesov, G.Zh. Kokymbaeva**

*Large reserves of hard-to-recover oil belong to the category of high-viscosity, heavy oils. Despite the shallow depth of occurrence, there are technological difficulties in extracting these fluids to the surface. The properties of reservoir oil, which directly affect the oil recovery factor, have a key role for the production technology. The article considers an example of analysis and substantiation of the properties of high-viscosity oil from the chalk reservoir of the East Moldabek field.*

*Keywords: high-viscosity oil, reservoir oil properties, PVT.*

### Информация об авторах

**Хасанов Бахытжан Кенесович** – генеральный директор (председатель Правления), [b.khassanov@niikmg.kz](mailto:b.khassanov@niikmg.kz).

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

**Гужиков Павел Анатольевич** – эксперт по пластовым флюидам, [pguzhikov@detac.com](mailto:pguzhikov@detac.com).

DeGolyer and MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан

**Кунжарикова Клара Мырзахановна** – руководитель сектора PVT, канд. техн. наук, [k.kunzharikova@kmg.kz](mailto:k.kunzharikova@kmg.kz).

**Дукесова Надежда Куандыковна** – ведущий инженер, [n.dukessova@niikmg.kz](mailto:n.dukessova@niikmg.kz).

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

**Кокымбаева Гаухар Жарылкасыновна** – Старший инженер, [kokymbayeva.g@lpcmg.kz](mailto:kokymbayeva.g@lpcmg.kz). Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

УДК 622.276.56

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖЕТЫБАЙ

Л.Г. Утемисова, Б.Б. Тлегенов, Ф.М. Миникаев

*В статье рассмотрена одновременно-раздельная технология эксплуатации нефтедобывающих скважин и показаны ее положительные и отрицательные стороны.*

*Проведена оценка применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на м. Жетыбай и рассмотрены скважины-кандидаты для применения данной технологии. Сделаны выводы, что предлагаемый проект одновременно-раздельной эксплуатации является экономически привлекательным за счет дополнительной добычи нефти и низкого периода окупаемости. Также проведена оценка перспективности внедрения, а именно количества необходимых установок и объемов дополнительной добычи нефти.*

*Ключевые слова: горизонт, нефтедобывающая скважина, технология одновременно-раздельной добычи, насос, компоновка, оптимизация затрат на добычу.*

### Введение

Ежегодно на месторождениях АО «Мангистаунаунагаз» (далее – ММГ) с целью выполнения проектных показателей добычи и компенсации снижения базовой добычи нефти реализуются значительные объемы бурения новых скважин. На зрелых месторождениях с высокой выработкой запасов нефти, значительной обводненностью, ежегодным снижением добычи по базовому фонду и выбытием фонда бурения новых скважин является стратегической задачей, нацеленной на достижение проектных коэффициентов извлечения нефти поддержание уровня добычи нефти на месторождении, в т.ч. вовлечение бурением новых зон, не охваченных ранее разработкой.

В качестве основных областей для улучшения, оптимизации и систематизации при подборе кандидатов на бурение новых скважин выделено следующее направление: бурение скважин ниже целевого объекта до нижнего продуктивного горизонта в пределах контура нефтеносности.

Одновременно-раздельная эксплуатация (далее – ОРЭ) – совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. В процессе ОРЭ в скважину спускают специальное оборудование, обеспечивающее транспортировку продукции каждого пласта на поверхность по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и отработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологическое воздействие на его призабойную зону. ОРЭ позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений.

На месторождениях ММГ на сегодняшний день технология ОРЭ не применяется.

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр РК [1], все системы ОРЭ (рис. 1) должны обеспечивать раздельный учет продукции.



Рисунок 1. Классификация ОРЭ

ОРЭ применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления посредством специального оборудования контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

ОРЭ нескольких объектов позволяет решать многие важные задачи, такие как:

- повышение нефтеотдачи и дебита скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти;
- увеличение степени охвата и интенсивности освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- сокращение капитальных вложений на бурение скважин;
- интенсификация процесса регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;

- увеличение рентабельного срока разработки месторождения;
- снижение эксплуатационных затрат.

По итогам анализа эффективности за 2019 г. выявлены 20 новых скважин, работающих не на целевой горизонт. Исключены скважины, работающие с дебитом жидкости менее 10 м<sup>3</sup>/сут (5 скв. по состоянию на 01.03.2020 г.).

По оставшимся 15 скв. проведен анализ на возможность приобщения в разработку верхних горизонтов:

- проведен анализ соседних скважин на всех вышележащих горизонтах;
- выявлены потенциальные горизонты для приобщения;
- построены корреляционные схемы целевых скважин с соседними на приобщаемом горизонте (рис. 2);
- рассчитаны прогнозные дебиты кандидатов на приобщаемых горизонтах;
- составлены карточки по каждой скважине;
- прогнозный суточный прирост нефти составляет 146 т/сут, жидкости 426 м<sup>3</sup>/сут.

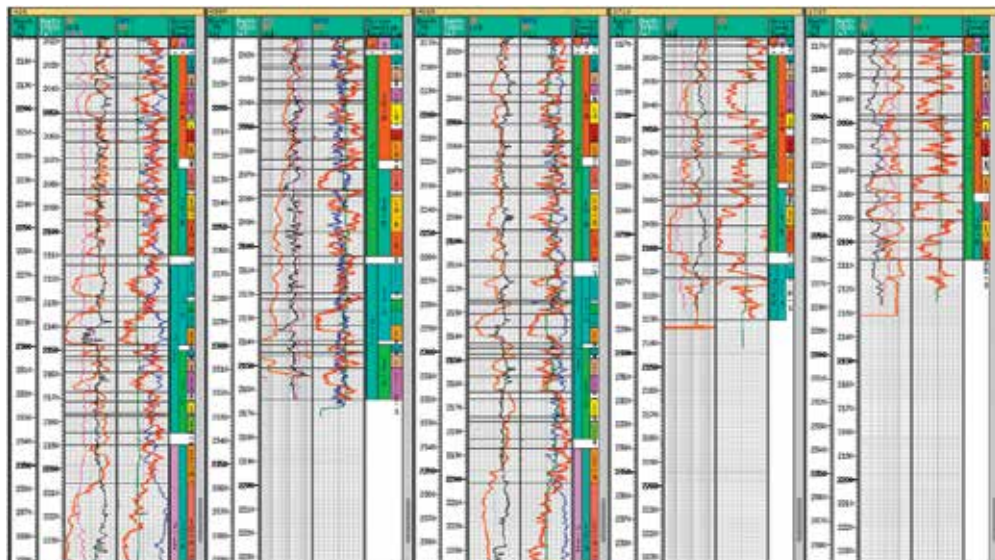


Рисунок 2. Корреляционная схема скважин окружения

Согласно проведенному анализу работы пластов на м. Жетыбай рекомендованы к рассмотрению установки двух видов эксплуатации нескольких пластов (рис. 3) [2]:

1) одновременной эксплуатации:

- электроцентробежный насос (далее – ЭЦН), с байпасной системой Y tool;
- штанговый глубинный насос (далее – ШГН) с эксцентричной планшайбой;

2) одновременно-раздельной эксплуатации:

- ШГН с дополнительным боковым клапаном,
- электроцентробежный/электровинтовой насос (далее – ЭЦН/ЭВН) с кожухами,
- двухлифтовая ШГН.

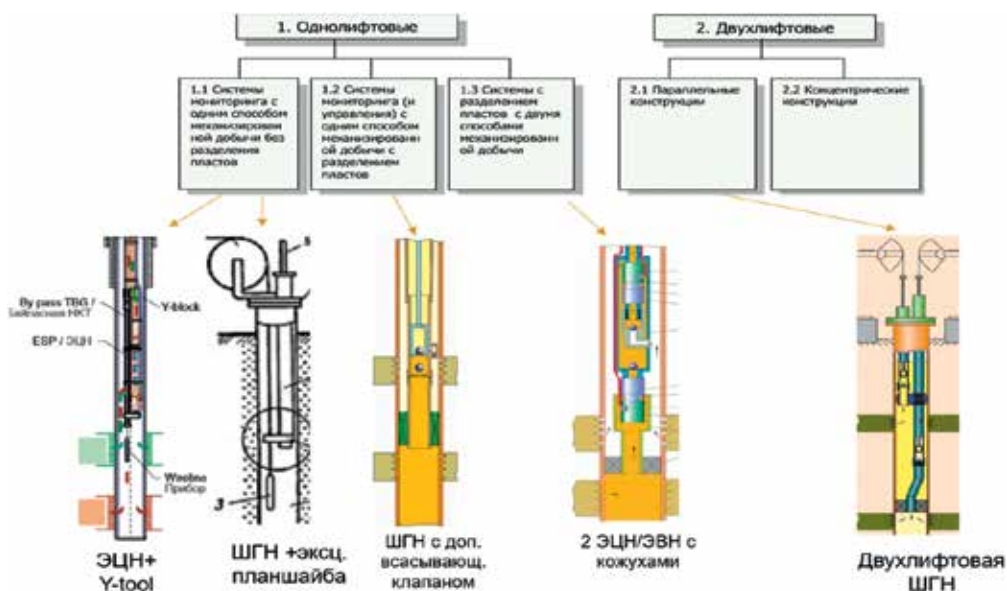


Рисунок 3. Рекомендуемые к рассмотрению установки

### Описание рекомендуемых компонентов.

#### Установка электроприводного центробежного насоса с байпасной системой Y-tool

Установка электроприводного центробежного насоса с байпасной системой Y-tool (далее – УЭЦН+ Y-tool) (рис. 4) спускается со специальным отклоняющим ЭЦН блоком и байпасной линией для возможности доступа к пластам с устья геофизическими приборами (рис. 5) [3].

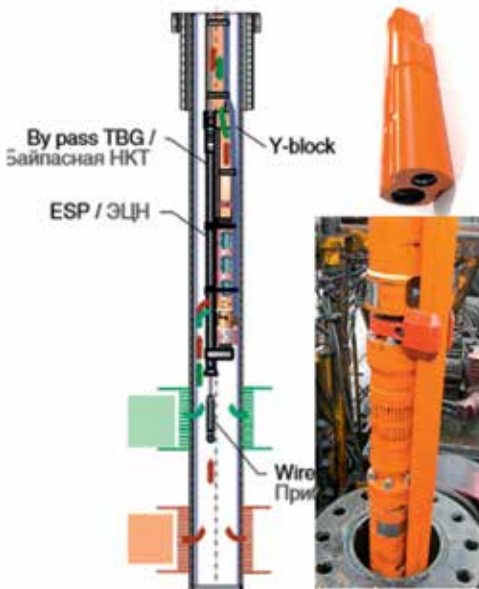


Рисунок 4. УЭЦН + Y-tool

Преимущества УЭЦН + Y-tool:

- учет добычи пластов проведением промысловых геофизических исследований скважин (далее – ПГИ);
- реализация потенциала высоких дебитов;
- возможность проведения геофизических исследований скважин (далее – ГИС).

Недостатки УЭЦН + Y-tool:

- взаимовлияние пластов;
- невозможность регулирования.

Данная компоновка рекомендуется для внедрения на скважинах с близким расположением пластов (соседние), высоким суммарным дебитом жидкости и нефти.

#### Штанговый глубинный насос с эксцентричной планшайбой

Пробка в эксцентричной планшайбе скважин, оборудованных штанговым глубинным насосом с эксцентричной планшайбой (далее – ШГН + эксцентричная планшайба), дает возможность доступа к пластам с устья геофизическими приборами (рис. 5) [3].

В АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) применяется данная устьевая арматура, проводятся промысловые геофизические исследования при работающем ШГН. Объем внедрения при работающем ШГН в ОМГ составляет ~ 800 ед., проводится в год ~ 230 геофизических исследований скважин, на текущий момент каких-либо осложнений при проведении ГИС не возникает.

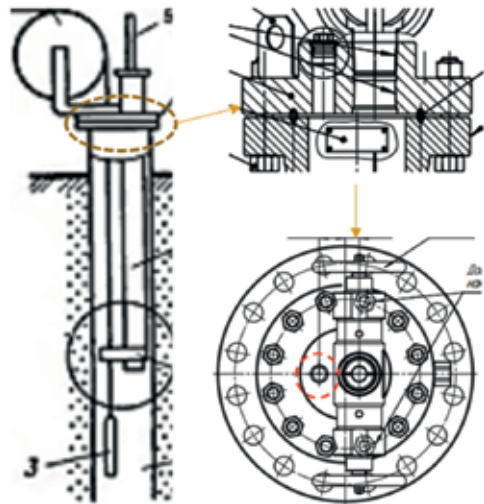


Рисунок 5. ШГН + эксцентричная планшайба

Преимущества ШГН + эксцентричной планшайбы:

- учет добычи пластов проведением ПГИ;
- возможность проведения ГИС.

Недостатки ШГН + эксцентричной планшайбы:

- взаимовлияние пластов;
- невозможность регулирования;
- риски прохождения прибора при 89 мм диаметре насосно-компрессорной трубы (далее – НКТ).

ШГН + эксцентричная планшайба также рекомендуется к внедрению на скважинах с близким расположением пластов (соседние), средним и низким дебитом.

Однолифтовая ШГН с дополнительным всасывающим клапаном

Данная схема является однолифтовой, но с разделительным поршнем, т.е. между основным всасывающим клапаном и боковым размещен просто «летающий», ничем не связанный, разделительный поршень с ограничением (рис. 6). Когда поршень поднимается в свою верхнюю мертвую точку, он упирается, а верхний его торец должен остановиться на уровне бокового всасывающего клапана [3].

Работает установка следующим образом: при движении вверх сначала в нижнюю полость засасывается продукция нижнего пласта. Далее разделяющий поршень останавливается, и начинает поступать продукция верхнего пласта до верхней мертвой точки. Когда поршень идет вниз, продукция верхнего пласта вытесняется через полые штанги, а потом плунжер упирается в разделительный поршень, и продукция нижнего пласта вытесняется в колонну НКТ.

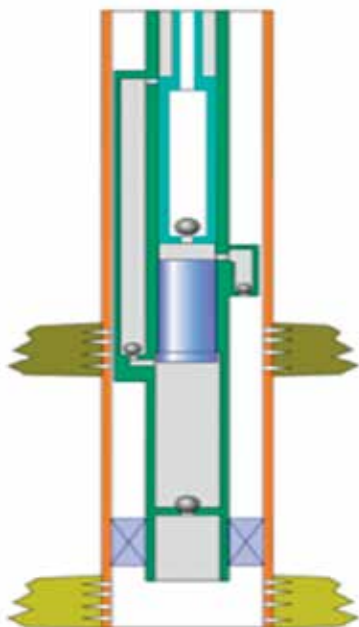


Рисунок 6. Однолифтовая ШГН с дополнительным всасывающим клапаном

Преимущества однолифтового ШГН с дополнительным всасывающим клапаном:

- разделение пластов;
- нет ограничений по глубинно-насосному оборудованию и эксплуатационной колонне.

Недостатки однолифтового ШГН с дополнительным всасывающим клапаном:

- учет дебита жидкости косвенно по динамограмме или кратковременной кривой восстановления уровня;
- учет обводненности – переналадкой насоса;
- нет возможности проведения ГО всей компоновки.

Рекомендуется внедрение на скважинах с удаленным расстоянием между пластами, средним и низким дебитом.

### ЭЦН/ЭВН + ЭЦН/ЭВН с кожухами

При помощи 2 кожухов, в которые герметично помещаются ЭЦН или ЭВН, разграничиваются потоки с нижнего и верхнего пластов, разделенных пакером (рис. 7) [3].

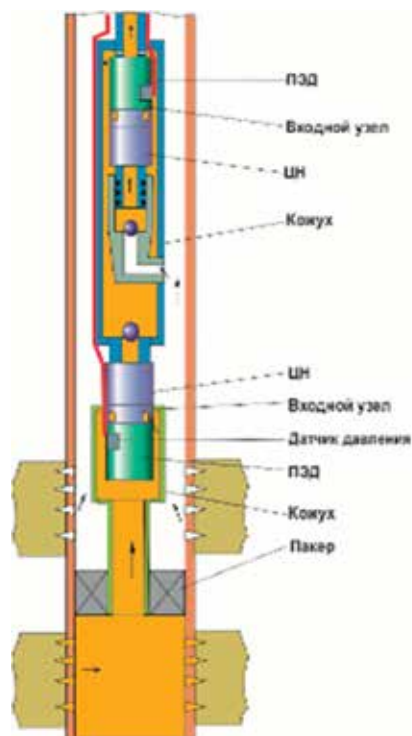


Рисунок 7. ЭЦН/ЭВН+ЭЦН/ЭВН

Преимущества ЭЦН/ЭВН + ЭЦН/ЭВН с кожухами:

- разделение пластов;
- прямой учет продукции остановкой одного насоса;
- управление режимом работы;
- возможность использования 5 и 5а габаритов, продолжить внедрение по



арендной схеме компанией арендоталем ЭЦН.

Недостатки ЭЦН/ЭВН + ЭЦН/ЭВН с кожухами:

- сложный монтаж;
- риски раннего отказа в случае мехпримесей;
- необходимость подъема компоновки при отказе одного насоса.

Данная компоновка рекомендуется для внедрения на скважинах с максимальным удалением между пластами, большими глубинами, высокой разницей в потенциальных дебитах жидкости, высокими дебитами нефти.

### Двухлифтовая с ШГН

При эксплуатации установки, в которой объекты разобщены пакером (рис. 8), продукция нижнего объекта поднимается до устья скважины штанговым насосом по длинной колонне, а продукция верхнего объекта – по короткой. После подъема продукция каждого объекта через двухканальную устьевую арматуру поступает в отдельные линии перекачки. Относительное перемещение колонн НКТ во время работы штанговых насосов ограничивает параллельный якорь, спущенный на длинной колонне и расположенный выше насоса. Штанговые насосы приводятся в действие при помощи отдельных независимых приводов, в качестве которых могут быть использованы станки-качалки балансирного типа с канатной подвеской, цепной, гидравлический или любой другой привод, разрешенный к применению.

В зависимости от типа применяемых глубинных штанговых насосов возможны различные варианты компоновки установки:

- комбинированного исполнения (вставной – невставной насос);
- вставного исполнения;
- невставного исполнения.

Режим работы установки в целом определяются параметрами используемых штанговых насосов и приводов.

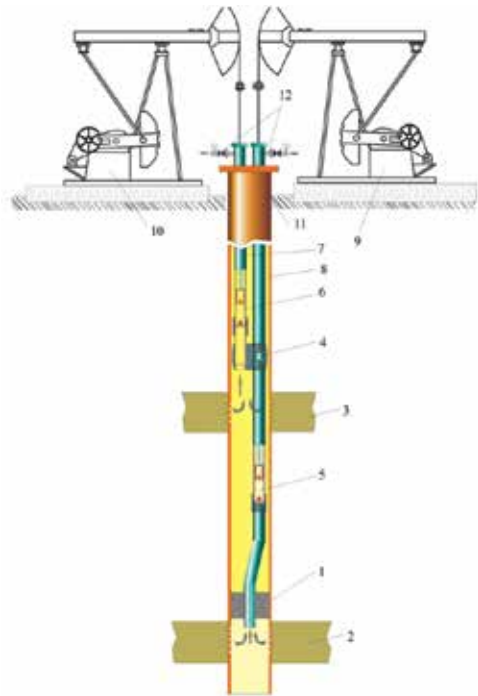


Рисунок 8. Двухлифтовая компоновка с ШГН

Преимущества двухлифтовой компоновки с ШГН:

- раздельный подъем продукции;
- разделение пластов и управление притоком.

Недостатки двухлифтовой компоновки с ШГН:

- 2 лифта, спец. УА;
- нет возможности ГО длинной подвески;
- спуск на НКТ 62 мм, муфты обточенные до 69 мм;
- ограничение по диаметру ШГН – 44 мм.

Рассматриваемая установка рекомендуется к внедрению на скважинах с несовместимой жидкостью (солеотложения), с максимальным удалением между пластами, низкими дебитами жидкости.

### Выводы

Актуальным является вопрос повышения эффективности разработки любого многопластового месторождения, в т.ч. м. Жетыбай. Потенциальное применение ОРЭ обосновано не только для вновь вводимого фонда, но и для действующего, поскольку стратегия бурения изначально осуществлялась созданием ствола до

нижних горизонтов. На основе анализа существующих схем ОРЭ для м. Жетыбай рекомендованы установки двух видов эксплуатации нескольких пластов. Для проведения опытно-промышленных испытаний рекомендованы 15 скважин-кандидатов, предложены компоновки ОРЭ, рассчитана экономическая и технологическая рентабельность

Применение технологии ОРЭ позволяет:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вов-

лечения в разработку низкопроницаемых прослоев;

- снизить количество нерентабельных скважин;
- сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты.

### Список использованной литературы

1. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. – Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239.
2. Ивановский В.Н., Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра. – Инженерная практика, 2019, №1.
3. Гарифов К.М., История и современное состояние техники и технологии ОРЭ пластов в ПАО «Татнефть». – Инженерная практика, 2019, №1.

## ЖЕТЫБАЙ КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БІР УАҚЫТТА ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

Л.Г. Өтемісова, Б.Б. Тілегенов, Ф.М. Миникаев

*Бұл мақалада мұнай өндіру ұңғымаларын бір уақытта-бөлек пайдалану технологиясы қарастырылып, оның тиімді және тиімсіз жақтары көрсетілген.*

*Авторларға Жетібай кен орнында бір уақытта бөлек пайдалану технологиясының кен-орнында қолданысын бағалау тапсырылды. Бір мезгілде бөлек пайдалану үшін ұңғымаларды таңдау қарастырылған. Ұсынылған бір уақытта-бөлек пайдалану жобасы қосымша мұнай өндіруге және өтелімділіктің төмен мерзіміне байланысты экономикалық жағынан тартымды деген қорытындыға келді. Қажетті қондырғылар саны мен қосымша мұнай өндірісі тұрғысынан іске асыру болшағына да баға берілді.*

*Түйін-сөздер: беткей, мұнай өндіру ұңғымасы, екі жақты өндіріс технологиясы, сорғы, макет, өндіріс шығындарын оңтайландыру.*

## ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF MULTIZONE SELECTIVE COMPLETION FOR THE OPERATION OF OIL PRODUCING WELLS AT THE ZHETYBAI FIELD

L.G. Utemissova, B.B. Tlegenov, F.M. Minikayev

*The article discusses the multizone selective completion for the operation of oil producing wells and shows its positive and negative aspects.*

*The authors were given the task of assessing the application of the technology of the multizone selective completion for the operation of oil producing wells at the Zhetybai field. The authors reviewed candidate well for application the multizone selective completion and concluded that the proposed project of multizone selective completion for the operation of oil producing wells is economically attractive due to additional oil production and a low payback period. They also assessed the prospects of implementation, in terms of the number of required installations and additional oil production.*

*Key words: horizon, oil production well, dual completion production technology, pump, layout plan, optimization of production costs.*

### **Информация об авторах**

**Утемисова Лаура Гибратовна** – старший инженер службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга, *l.utemissova@niikmg.kz*.

**Тлегинов Бахыт Букенович** – эксперт службы по геологии и разработке департамента нефтяного инжиниринга, *b.tlegenov@niikmg.kz*.

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

**Минакаев Фарид Маратович** – эксперт (технология добычи нефти и газа), *f.minikaev@niikmg.kz*.

DeGolyer and MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 665.662

## ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**Е.Е. Ергожин**, **А.А. Цхай**, **Т.К. Чалов**, **Т.В. Ковригина**, **Е.А. Мельников**

*Актуальность данной работы вызвана необходимостью сокращения использованных объемов воды на предприятиях и возвращением их в начало технологического процесса. В этой связи целью исследования явилось повышение качества оборотного водоснабжения нефтехимических и нефтеперерабатывающих заводов, в частности, ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод». В статье приведены данные по очистке продувочной воды методом обратного осмоса. Изготовлена пилотная обратноосмотическая установка производительностью 600 л/ч, разработаны технологическая схема очистки до норм, отвечающих требованиям подпиточной воды, и техническое задание на проектирование промышленных систем оборотного водоснабжения, предоставлены соответствующие рекомендации.*

*Ключевые слова: пилотная обратноосмотическая установка, производительность, степень очистки, нефтепродукты, общее солесодержание, жесткость воды, технологическая схема, пермеат, концентрат.*

### Введение

Согласно концепции устойчивого развития общества [1], одним из основных направлений научно-технического прогресса является внедрение ресурсосберегающих технологий. Наиболее насущным аспектом в этой связи представляется проблема экономии водных ресурсов, широко используемых в промышленности, в частности, нефтеперерабатывающей отрасли [2, 3]. Одной из основных мер рационального использования имеющихся водных ресурсов и сохранения их от загрязнений промышленными сточными водами является оборотное водоснабжение предприятий, предполагающее повторное применение очищенных сточных вод [4].

В промышленном водопотреблении одной из главных проблем является сокращение объема водопользования и сброса сточных вод. Важнейшим условием для функционирования ряда предприятий и промышленных комплексов является наличие замкнутых циклов водопользования, так называемых оборотных систем водопотребления. Данные мероприятия направлены на снижение нагрузки на общегородские очистные сооружения, минимизацию антропогенного воздействия на окружающую среду и, в целом, на повышение устойчивости экологического равновесия природных экосистем урбанизированных территорий. Известно, что наиболее опасными загрязняющими веществами для окружающей среды являются нефте-

продукты и их производные [5]. Как правило, данный комплекс загрязнителей присутствует в сточных водах промышленных объектов по производству синтетических красителей, гербицидов, нефтеперерабатывающих заводов, а также автомоечных станций. К основным проблемам низкой эффективности очистки сточной воды относится неправильный подбор локального очистного оборудования и технологической схемы очистки в целом [6]. При проектировании или монтаже готовой очистной системы необходимо учитывать не только производительность станции, но и изменяющиеся качественные и количественные показатели загрязненности стока.

Оборотные и замкнутые системы промышленного водоснабжения тесно связаны с повышением эффективности очистки сточных вод, снижением ее себестоимости и интенсификацией методов извлечения загрязняющих веществ.

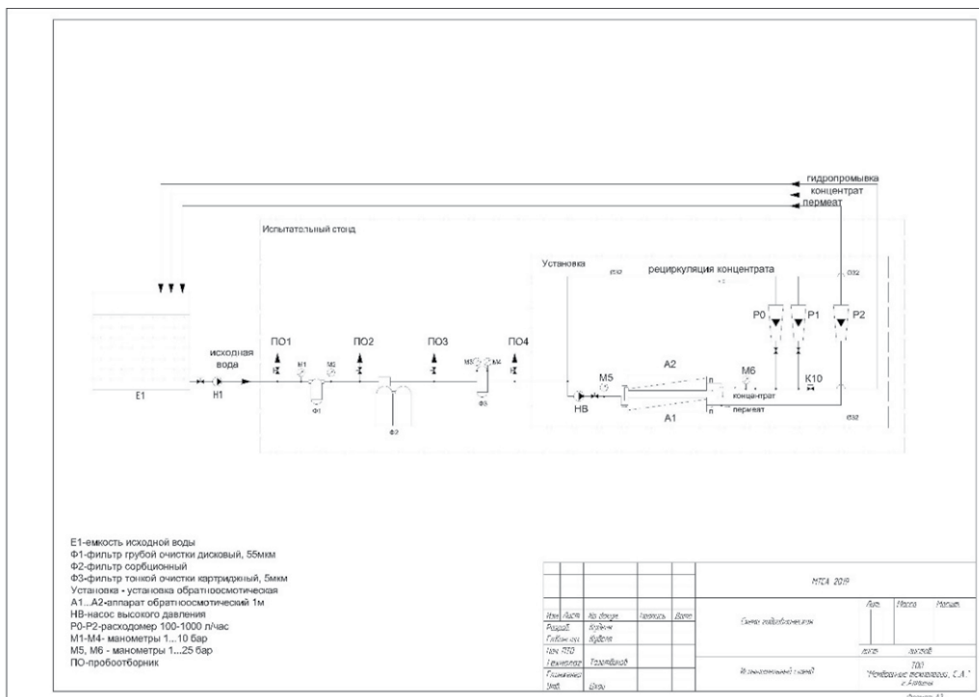
Предлагаемые современные технические решения должны отвечать ряду требований, а именно: быть энергоресурсосберегающими, экологически безопасными, экономичными целесообразными и вместе с тем высокоэффективными [7, 8].

Целью данной работы является проведение испытаний пилотной обратноосмотической установки на продувочной воде ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – ТОО «АНПЗ»).

### Результаты и обсуждение

В ходе проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ разработаны методы и технологическая схема очистки продувочных вод ТОО «АНПЗ». На рис. 1 представлена предлагаемая для испытаний технологическая схема очистки продувочной сточной воды системы оборотного водоснабжения. Схема очистки следующая: сточная вода поступает в исходную ёмкость, из которой насосом подается на фильтр предварительной грубой очистки с рейтингом филь-

трации 55 мкм, затем на фильтр сорбционный очистки для удаления нефтепродуктов и других органических соединений, далее на фильтр тонкой очистки (5 мкм). После предварительной очистки вода поступает на обратноосмотическую установку для обессоливания. Перед фильтрами и после фильтров установлены манометры, после каждого этапа очистки – пробоотборник. Расход пермеата (очищенной воды) и концентрата (рассола) контролируется по расходомерам.



**Рисунок 1. Предлагаемая технологическая схема очистки продувочной сточной воды системы оборотного водоснабжения ТОО «АНПЗ»**

Изготовлена пилотная обратноосмотическая установка для очистки продувочных сточных вод систем оборотного водоснабжения производительностью 600 л/ч [9]. Согласно технологической схеме, исходная вода поступает в накопительную ёмкость, откуда подается на обратноосмотическую установку. Испытательный стенд работает по замкнутой схеме, т.е. пермеат и концентрат возвращаются в исходную

ёмкость. Контролируемые параметры испытательного стенда: производительность по пермеату, концентрату, рециркуляционной линии, перепад давления на каждом тракте, общее солесодержание (далее – TDS (total dissolved solids) в водяном паровом конденсате до очистки, в пермеате и концентрате проверяются 3 раза в день. На рис. 2 представлены этапы сборки испытательного стенда.



Рисунок 2. Этапы сборки испытательного стенда

Общий вид изготовленной пилотной обратноосмотической установки представлен на рис. 3.



Установка - установка обратноосмотическая  
A1...A2-аппарат обратноосмотический 1м  
NB-насос высокого давления  
P0-P2-расходомер 100-1000 л/час  
M5,M6- манометры показывающие 1...25 бар

Рисунок 3. Общий вид пилотной обратноосмотической установки производительностью 600 л/ч

На доставленной с ТОО «АНПЗ» производочной воде проведены испытания изго-

товленной пилотной установки. Результаты испытаний приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты проведенных на обратноосмотической установке испытаний

Дата	ΔР <sub>вх.</sub> бар	ΔР <sub>вых.</sub> бар	TDS, мг/л			Т, °С			рН		
			исх.	перм.	конц.	исх.	перм.	конц.	исх.	перм.	конц.
5.09.19	6,4	6,4	1495,9	511,4	6487,1	20	20	20	8,37	7,86	8,98
6.09.19	6,4	6,4	1495,9	511,1	6486,2	20	21	21	8,37	7,89	8,96
9.09.19	6,4	6,4	1495,9	510,8	6487,3	21	21	21	8,37	7,88	8,94
10.09.19	6,5	6,4	1495,9	512,1	6487,6	19	19	19	8,37	7,87	8,98
11.09.19	6,5	6,4	1495,9	510,8	6487,2	21	22	22	8,37	7,86	8,96
12.09.19	6,4	6,3	1495,9	512,2	6487,0	20	20	20	8,37	7,86	8,96
13.09.19	6,4	6,4	1495,9	511,3	6487,2	19	20	20	8,37	7,89	8,96
16.09.19	6,5	6,4	1495,9	510,8	6487,6	20	21	21	8,37	7,86	8,94
17.09.19	6,4	6,4	1495,9	511,4	6487,5	19	19	19	8,37	7,85	8,97
18.09.19	6,5	6,4	1495,9	510,8	6487,6	20	21	21	8,37	7,87	8,96
20.09.19	6,4	6,4	1495,9	511,0	6487,6	20	20	20	8,37	7,88	8,96
23.09.19	6,5	6,4	1495,9	510,9	6487,6	20	21	21	8,37	7,86	8,94
24.09.19	6,5	6,4	1495,9	500,9	6496,9	20	21	21	8,37	7,85	8,92
25.09.19	6,4	6,4	1495,9	471,1	6496,2	20	21	21	8,37	7,89	8,96
26.09.19	6,5	6,4	1495,9	310,8	6587,2	22	22	22	8,37	7,85	8,95
27.09.19	6,5	6,4	1495,9	242,1	6687,6	19	19	19	8,37	7,87	8,98
30.09.19	6,5	6,4	1495,9	171,0	6687,3	21	22	22	8,37	7,85	8,98
1.10.19	6,4	6,3	1495,9	162,2	6687,0	20	20	20	8,37	7,86	8,96
2.10.19	6,5	6,4	1495,9	140,9	6688,1	18	18	18	8,37	7,88	8,96
4.10.19	6,4	6,4	1495,9	61,4	6787,5	19	19	19	8,37	7,85	8,97
7.10.19	6,5	6,5	1495,9	51,1	6787,8	19	19	19	8,37	7,86	8,96
8.10.19	6,4	6,4	1495,9	33,2	6787,8	21	22	22	8,37	7,86	8,96
9.10.19	6,5	6,4	1495,9	19,9	6787,6	20	21	21	8,37	7,86	8,94
10.10.19	6,4	6,4	1495,9	12,7	6787,3	21	22	22	8,37	7,87	8,94
11.10.19	6,4	6,4	1495,9	10,1	6786,2	20	21	21	8,37	7,89	8,96
14.10.19	6,4	6,4	1495,9	8,8	6887,3	21	21	21	8,37	7,88	8,94
15.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,3	6887,6	19	19	19	8,37	7,87	8,98
16.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,8	6887,3	21	22	22	8,37	7,85	8,98
17.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,9	6888,3	20	21	21	8,37	7,88	8,95
18.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,9	6888,1	18	18	18	8,37	7,88	8,96
21.10.19	6,4	6,3	1495,9	8,3	6886,9	20	21	21	8,37	7,86	8,96
22.10.19	6,4	6,4	1495,9	8,4	6887,5	19	19	19	8,37	7,85	8,97
23.10.19	6,5	6,5	1495,9	9,1	6887,8	19	19	19	8,37	7,86	8,96
24.10.19	6,4	6,4	1495,9	9,0	6887,5	20	20	20	8,37	7,88	8,96
25.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,9	6887,6	20	21	21	8,37	7,86	8,94
28.10.19	6,4	6,4	1495,9	8,7	6887,3	21	22	22	8,37	7,87	8,94
29.10.19	6,5	6,4	1495,9	9,3	6888,1	20	21	21	8,37	7,86	8,97
30.10.19	6,5	6,4	1495,9	8,8	6887,2	22	22	22	8,37	7,85	8,95
31.10.19	6,5	6,5	1495,9	8,6	6885,8	21	22	22	8,37	7,86	8,95
1.11.19	6,5	6,4	1495,9	9,0	6887,3	21	22	22	8,37	7,85	8,98
4.11.19	6,5	6,4	1495,9	9,1	6888,3	20	21	21	8,37	7,88	8,95
5.11.19	6,4	6,4	1495,9	9,3	6887,2	19	20	20	8,37	7,89	8,96
6.11.19	6,5	6,5	1495,9	9,0	6888,1	20	20	20	8,37	7,85	8,95
7.11.19	6,4	6,4	1495,9	9,4	6887,5	19	19	19	8,37	7,85	8,97
8.11.19	6,5	6,5	1495,9	9,1	6887,8	19	19	19	8,37	7,86	8,96
11.11.19	6,4	6,4	1495,9	9,2	6887,8	21	22	22	8,37	7,86	8,96
12.11.19	6,5	6,4	1495,9	8,9	6887,9	20	21	21	8,37	7,86	8,94

Примечание: Q<sub>перм.</sub> – 0,5 м³/ч, Q<sub>конц.</sub> – 0,1 м³/ч, Q<sub>рец.</sub> – 0,35 м³/ч

Испытания проводились в период с 5 по 12 ноября 2019 г. В ходе долгосрочных испытаний на экспериментальной установке был подобран оптимальный режим опреснения и объема потока воды в рециркуляционном тракте обратноосмотической установки, который составил 0,35 м<sup>3</sup>/ч.

#### **Описание режима по расходам воды на экспериментальных установках**

На вход в линию насоса высокого давления обратноосмотической установки подавался поток воды с производительностью 0,6 м<sup>3</sup>/ч, выход по пермеату составлял 0,5 м<sup>3</sup>/ч, сброс в концентратный тракт – 0,45 м<sup>3</sup>/ч, из которых 0,35 м<sup>3</sup>/ч по рециркуляционному тракту подавался обратно на вход в насос высокого давления. Таким образом, сброс концентрата составлял 0,1 м<sup>3</sup>/ч.

Следует отметить, что pH исходной воды составлял 8,37, после опреснения воды происходил сдвиг pH в менее щелочную среду (пермеат) и в более щелочную среду на концентратном тракте, что связано с уменьшением и, соответственно, увеличением гидрокарбонат-ионов в пермеате и концентрате.

Установлено, что общее солесодержание в исходной воде составляло 1637,2 мг/л, а в пермеате оно снизилось до 8,9 мг/л. Максимальный pH исходной пробы составил 8,37, а в пермеате он снизился до 6,42.

На основании проведенных испытаний разработаны техническое задание и техническая документация. Технические характеристики: производительность – 0,6 м<sup>3</sup>/ч, сбросы рассола 0,1 м<sup>3</sup>/ч, рабочее давление 6,5–7,0 бар (в зависимости от температуры раствора, периода времени), напряжение – 380 В.

Данная технология разработана на основании представленных результатов анализа проб воды. Если состав воды изменится (увеличение нефтепродуктов, взвешенных веществ, химическое потре-

бление кислорода, минерализация), то схема может измениться, установка может быть дополнена блоком предочистки и с целью сокращения реагентов (ингибитора снижения солей жесткости) может использоваться прибор электромагнитной обработки.

Для получения положительного результата при создании или реконструкции установки водоподготовки необходимы:

- максимальная минимизация капитальных затрат;
- учет эксплуатационных затрат;
- экономия производственных площадей;
- внимание к экологическому фактору;
- стремление к снижению потребления и складирования химических реагентов;
- переход к полной автоматизации процессов;
- максимальная унификация оборудования;
- учет местных особенностей объекта и квалификации персонала.

Таким образом, для ТОО «АНПЗ» рекомендуется применение технологии обратного осмоса, что позволит существенно уменьшить сброс концентрата (до 10%) и значительно сократить расходы по применению ингибитора отложения минеральных солей, тем самым снизив расходы на реагенты.

#### **Выводы**

Разработана высокоэффективная технология очистки продувочной воды ТОО «АНПЗ», основанная на методе обратного осмоса. Установлено, что применение данной технологии позволяет минимизировать сброс воды до 10%. При этом достигается высокое опреснение воды до норм, отвечающим требованиям подпиточной воды. Разработаны соответствующие рекомендации для улучшения качества оборотного водоснабжения данного предприятия.

#### **Список использованной литературы**

1. Пустохина Н.Г., Валиев В.Н. Концепция устойчивого развития: основные положения. – Известия Уральского государственного горного университета, 2015, №2(38), с. 37–41.
2. Воробьев И.В., Кувшинников И.М. Физико-химические и технологические основы глубокой очистки природной воды и промышленных стоков от примесей нефтепродуктов



и других органических соединений. – Энергосбережение и водоподготовка, 2013, №1, с. 2–6.

3. Ергожин Е.Е., Чалов Т.К., Мельников Е.А. Состояние и перспективы мировой нефтеперерабатывающей промышленности. – Алматы, Изд. «ИП «Бекетаева», 2019, 562 с.

4. Баландина А.Г., Хангильдин Р.И., Ибрагимов И.Г., Мартяшева В.А. Развитие мембранных технологий и возможность их применения для очистки сточных вод предприятий химии и нефтехимии. – Нефтегазовое дело, 2015, №5, с. 336–375.

5. Некрасова А.А., Привалов Д.М., Попова О.С., Привалова Н.М., Двадненко М.В. Воздействие нефти и нефтепродуктов на окружающую среду. – Научный журнал КубГАУ, 2017, №125(01), с. 1–10.

6. Дубровская О.Г., Евстигнеев В.В., Кулагин В.А. Проблемы очистки сточных вод, содержащих эмульгированные нефтепродукты в оборотных системах замкнутых циклов водопользования, и пути их решения. – Журнал Сибирского федерального университета. Серия «Техника и технологии», 2013, т. 6, вып. 6, с. 680–688.

7. Юрчевский Е.Б., Первов А.Г., Пичугина М.А. Очистка воды от органических загрязнений с использованием мембранных технологий водоподготовки. – Энергосбережение и водоподготовка, 2016, №5, с. 32–45.

8. Ергожин Е.Е., Чалов Т.К., ХакиMBOLАТОВА К.Х. Мембраны и мембранные технологии. – Алматы, Изд. «ИП «Бекетаева», 2017, 260 с.

9. Ташлыков Е.И., Заболоцкий В.И., Горбунов М.В., Цхай А.А., Каминский Ю.Н., Шубин Д.А. Гибридная бароэлектромембранная установка для получения сверхчистой воды. – Российская конф.-школа с межд. участием «Ионный перенос в органических и неорганических мембранах», Краснодар, 2006, с. 146–148.

## МҰНАЙ ӨҢДЕУ КӘСІПОРЫНДАРЫН АЙНАЛМАЛЫ СУМЕН ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ САПАСЫН АРТТЫРУ

**Е.Е. Ергожин, А.А. Цхай, Т.К. Чалов, Т.В. Ковригина, Е.А. Мельников**

*Бұл жұмыстың өзектілігі кәсіпорындарда пайдаланылатын су көлемін қысқарту қажеттілігінен туындаған. Осыған байланысты бұл жұмыстың мақсаты мұнай-химия және мұнай өңдеу зауыттарының, атап айтқанда «Атырау мұнай өңдеу зауыты» ЖШС («АМӨЗ» ЖШС) айналымдық сумен жабдықтау сапасын арттыру болып табылады. Бұл мақалада үрленетін суды кері осмос әдісімен тазарту туралы деректер берілген. Өнімділігі 600 л/сағ пилоттық кері осмостық қондырғы әзірленді. Өнімділігі 600 л/сағ болатын кері-осмос қондырғысы жасақталып, қоректік судың тазалығын нормативтік шамаға келтіру және де су тазалау технологиялық сызбасы жасақталды. Сонымен қатар, айналымдағы өнеркәсіптік сумен жабдықтауды жобалауға арналған техникалық тапсырма жасақталып, жабдықтау жүйелеріне байланысты тиісті ұсыныстар берілді.*

*Түйін-сөздер: пилоттық кері осмотикалық қондырғы, өнімділік, тазарту дәрежесі, мұнай өнімдері, жалпы тұз құрамы, судың кермектігі, технологиялық сызбаа, пермеат, концентрат.*

## IMPROVEMENT OF QUALITY OF RECIRCULATED WATER SUPPLY OF OIL REFINERIES

**E.E. Ergozhin, A.A. Tskhay, T.K. Chalov, T.V. Kovrigina, Ye.A. Melnikov**

*The relevance of this work is associated with the need to reduce the volume of water used by returning it to the start of the technological process. Thus, the work aims to improve the quality of the recycled water supply to petrochemical and oil refineries, in particular "Atyrau Refinery" LLP. This article provides data on purification of blowdown water by reverse osmosis method. A pilot reverse osmosis unit with a capacity of 600 l / h has been manufactured and a technological scheme for purification to standards that meet the requirements of make-up*

*water has been developed, as well as a technical task for the design of industrial recycling water supply systems and appropriate recommendations have been provided.*

*Keywords: pilot reverse osmosis plant, capacity, degree of purification, oil products, total salt content, water stiffness, technological scheme, permeate, concentrate.*

### **Информация об авторах**

**Ергожин Едил Ергожаевич** – академик НАН РК, [ics\\_rk@mail.ru](mailto:ics_rk@mail.ru).

**Чалов Тулеген Каменович** – докт. хим. наук, профессор, зав. лабораторией ионообменных смол и мембран АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», [chalov.45@mail.ru](mailto:chalov.45@mail.ru).

**Ковригина Татьяна Васильевна** – канд. хим. наук, ассоциированный профессор, главный научный сотрудник лаборатории ионообменных смол и мембран АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», [kovriginatat@mail.ru](mailto:kovriginatat@mail.ru).

**Мельников Евгений Александрович** – доктор PhD, старший научный сотрудник лаборатории ионообменных смол и мембран АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», [sebas273@mail.ru](mailto:sebas273@mail.ru).

АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», г. Алматы, Казахстан.

**Цхай Александр Алексеевич** – докт. техн. наук, [info@mtca.kz](mailto:info@mtca.kz).

ТОО «Мембранные технологии, С.А.», г. Алматы, Казахстан.

УДК 553.98

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ЦЕН НА НЕФТЬ И ВОЛАТИЛЬНОСТИ РЫНКА ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, О.Л. Самарканов

*В статье предлагается методический подход по выработке гибких управленческих решений на базе технико-экономической оценки эффективности эксплуатации каждой добывающей скважины. Использование данного метода управления производственными затратами позволяет избежать возникновения кассовых разрывов в период низких цен на углеводородные ресурсы и способствовать исполнению как инвестиционной, так и производственной программ компании.*

*Ключевые слова: оптимизация затрат, условно-переменные расходы, условно-постоянные расходы, ранжирование скважин, рентабельные скважины, нерентабельные скважины, условно-рентабельные скважины, палетка оптимальной производственной программы.*

### Введение

Пандемия COVID-19 стала причиной беспрецедентного замедления темпов роста мировой экономики и резкого снижения цен на нефть в связи со стремительным падением мирового спроса на углеводородные ресурсы. В целях стабилизации ситуации на нефтяном рынке 12 апреля 2020 г. 23 страны-экспортеры подписали соглашение ОПЕК+ о снижении объемов производства в течение двух лет. Казахстан стал активным и дисциплинированным членом альянса ОПЕК+, выполняя в полном объеме взятые на себя обязательства. В настоящее время в Казахстане разрабатывается более 200 месторождений углеводородов, и нефтяная индустрия является крупным работодателем страны, поэтому выполнение обязательств в рамках соглашения ОПЕК+ сопровождается заметным сокращением инвестиций и обострением социально-экономической ситуации в отрасли.

Известно, что на многих месторождениях страны себестоимость добычи нефти в силу объективных причин остается на высоком уровне, поэтому в период коронакризиса как никогда остро встал вопрос о разработке простого инструмента оперативного реагирования на ситуацию на рынке, помогающего выработке превентивных управленческих решений. При этом понятно, что управленческие решения должны способствовать повышению эффективности производственных процессов нефтедобывающей организации (далее – НДО)

и подчинены интересам достижения следующих целей:

- обеспечение конкурентоспособности и финансовой устойчивости компании в условиях низких цен на углеводородные ресурсы;
- сохранение социальной стабильности в коллективе путем максимального сохранения численности работников с приемлемой оплатой труда в период обострения кризиса;
- создание привлекательных условий для потенциальных инвесторов и сохранение доверия кредиторов.

### Методика управления производственной программой

В основе предлагаемого метода эффективного управления производственной программой лежит способ деления годовой рабочей программы и бюджета (далее – ГРПиБ) компании на 2 составные части, различающиеся по источникам финансирования работ: а) ГРПиБ базовой добычи (базового производства) и б) ГРПиБ проектов поддержки добычи и развития производства.

Базовую добычу на месторождении обеспечивают добывающие и нагнетательные скважины переходящего фонда и связанные с ними производственные объекты с учетом всех запланированных геолого-технических мероприятий и ремонтных работ текущего характера. Базовое производство финансируется из текущих денеж-

ных поступлений компании от реализованной продукции.

Проекты поддержки добычи и развития производства включают в себя бурение новых и капитальный ремонт аварийных скважин, строительство новых и обновление существующих производственных объектов и др. Источниками финансирования таких инвестиционных проектов являются амортизационные отчисления, чистая прибыль компании, акционерный капитал и привлекаемые заемные средства.

В условиях обострения экономического кризиса в отрасли, когда привлечение и обслуживание кредита становится недопустимо обременительной операцией, а акционеры не заинтересованы в инвестировании, основным источником финансирования проектов становятся собственные средства – амортизационный фонд и чистая прибыль компании, которые формируются из финансовых результатов базового производства. Следовательно, ГРПиБ базовой добычи становится ключевым элементом управления компанией, обеспечивающим ее стабильное функционирование в период кризиса, поскольку некорректное ее планирование может привести к получению убытка, вызвать определенные сложности с выполнением финансовых обязательств перед государством, поставщиками товаров и услуг, а также работниками. В силу этого максимизация операционной прибыли от добывающих скважин переходящего фонда при любых экономических ситуациях является основой обеспечения стабильного функционирования компании.

В свою очередь, решение данной задачи требует на практике реализации принципа раздельного управления каждой добывающей скважиной, суть которого сводится к разграничению экономически эффективных скважин от убыточных с учетом общего дебита, обводненности, а также затрат на текущий и капитальный ремонт за предыдущий скользящий год. Подобное разделение скважин позволит более обоснованно подойти к рациональному использованию ограниченных средств, поскольку обеспечивает необходимой информацией для первоочередного направления ресурсов на рентабельные скважины. При этом к рентабельным будут отнесены те скважины, которые генерируют прибыль. Что касается тех скважин, которые генерируют убытки, то для чистоты

анализа их целесообразно разбить на следующие 2 категории:

1. скважины, не окупающие высвобождаемых затрат, которые определяются как сумма переменных затрат и расходов на подземный ремонт;

2. скважины, которые не окупают полные затраты (сумму постоянных и высвобождаемых затрат).

Таким образом, разграничение скважин по предлагаемому подходу на рентабельные и убыточные позволит выработать гибкие управленческие решения, направленные на обеспечение эффективной эксплуатации месторождений даже в условиях волатильности цен на нефть.

### Анализ рентабельности скважин

В качестве инструмента для экономического анализа и оценки рентабельности скважин используется подход, описанный в работе [1]. При этом анализ начинается со сбора данных по каждой скважине, характеризующих ее технологические параметры (дебит жидкости, нефти, количество проведенных подземных ремонтов скважины, отработанное время по каждой скважине и т.д.), а также самих экономических расчетов по методике. Согласно методике, скважина будет рентабельной, если доходы от реализации нефти будут покрывать все затраты, понесенные на эксплуатацию данной скважины, или так:

$$R(L)_{\text{СКВ}} \geq 1 \text{ – Рентабельная скважина (1)}$$

$$R(L)_{\text{СКВ}} < 1 \text{ – Нерентабельная скважина (2)}$$

где  $R(L)_{\text{СКВ}}$  – рентабельность, определяемая как отношение дохода к затратам по скважине.

Прибыль по скважине определим как разницу между доходами и расходами по скважине. При этом доходы (выручка) по скважине рассчитываются на основе дебита скважин по нефти и средневзвешенной цены реализации с учетом долей по направлениям реализации (экспорту, внутреннему рынку). Тогда прибыль будет рассчитываться по формуле:

$$P(L)_{\text{СКВ}} = p \cdot q_n \cdot t_{\text{отр}} - QC_{\text{СКВ}} \quad (3)$$

где

$P(L)_{\text{СКВ}}$  – прибыль по скважине;

$p$  – средневзвешенная цена одной тонны нефти;

$q_n$  – среднесуточный дебит нефти по скважине за период, т/сут;

$t_{отр}$  – отработанное время скважины за отчетный период;

$QC_{скв}$  – общие затраты на скважину за отчетный период.

Общие затраты по скважине определяются как сумма 5 слагаемых: налоговых платежей, расходов на транспортировку нефти, переменных и постоянных расходов, а также расходов на подземный ремонт скважин (далее – ПРС).

$$QC_{скв} = TxC_{скв} + TrC_{скв} + C_{скв} + FC_{скв} + FC_{скв прс} \quad (4)$$

где

$QC_{скв}$  – общие затраты на скважину;

$TxC_{скв}$  – налоговые платежи на скважину;

$TrC_{скв}$  – расходы на транспортировку нефти на скважину;

$VC_{скв}$  – переменные затраты на скважину;

$FC_{скв}$  – постоянные затраты на скважину;

$FC_{скв прс}$  – расходы на ПРС на скважину.

Налоговые платежи включают в себе расходы по налогу на добычу полезных ископаемых (далее – НДС), рентному налогу на экспорт, экспортной таможенной пошлине (далее – ЭТП), определяемых согласно налоговому законодательству.

Расходы на транспортировку нефти включают в себя затраты на транспортировку согласно тарифам на перевозку нефти с учетом долей по направлениям реализации (экспорту, внутреннему рынку) и расходы по реализации исходя из существующей на предприятии спецификации тарифной политики (скидкам на качество, страхованию и т.п.).

Переменные затраты – это затраты скважины, зависящие от объема добываемой жидкости, куда отнесены расходы на электроэнергию, сырье и материалы (без учета материалов на ПРС), топливо и горюче-смазочные материалы. Расходы на ПРС рассчитываются из средней стоимости 1 ремонта, который включает материалы, химреагенты, а также расходы на персонал бригады ПРС и их количества. Сумма переменных расходов и затрат на ПРС дает высвобождаемые расходы при остановке скважин. Постоянные затраты – это те затраты на обслуживание скважины, которые компания понесет независимо от объема добычи. К ним отнесены

все остальные статьи себестоимости (за исключением расходов на налоги, амортизацию), не отнесенные к переменным затратам, включая общеадминистративные расходы, рассчитанные пропорционально на каждую скважину с учетом отработанного времени.

### Оценка рентабельности переходящих скважин условного месторождения

Возможность практического применения предлагаемого инструмента анализа рентабельности скважин покажем на примере условного нефтедобывающего предприятия с объемом добычи 4 млн т/г. и фондом переходящих добывающих скважин 3000 ед.

При этом параметры по скважинам для условного предприятия приняты с учетом того, что месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризуется определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей (падением добычи нефти и жидкости, обводнением скважин, большим количеством ремонтов).

Анализ рентабельности проводится по каждой скважине отдельно, с учетом технологических параметров, таких как дебит жидкости, обводненность продукции, количество ремонтов и технико-экономических данных за скользящий год.

Дальнейшие расчеты проведем на основе исходных данных, представленных в табл. 1. При составлении данной таблицы принят коэффициент баррелизации 7,3 и сделано допущение о том, что 55% общей добычи компании идет на экспорт, а 45% идет на удовлетворение внутренних потребностей.

Затраты определяются на основе расчетных нормативов от годового бюджета, а также рабочей программы компании и группируются следующим образом:

- удельные расходы по транспортировке нефти рассчитываются делением общих затрат по транспортировке на объем реализации нефти с учетом направления реализации (экспорт, внутренний рынок), а также существующих спецификаций тарифной политики (скидок на качество, налогов у источника за услуги по фрахту танкера, страховке груза, простоя танкера в порту);

- удельные переменные затраты определяются путем деления соответствующим образом

ющих общих переменных затрат на объем добычи жидкости;

– удельные постоянные расходы определяются делением соответствующих постоянных затрат (с разбивкой на расходы на персонал, прочие постоянные расходы и общеадминистративные затраты) на

добывающий действующий фонд скважин (нагнетательный фонд не берется в расчет);

– средняя стоимость одного ПРС определяется делением общих затрат на ПРС на их количество.

Таблица 1. Ключевые допущения для расчетов при курсе 450 тг./\$

Показатели	Ед. изм.	Значения
Цена сорта нефти Brent	<b>Доход на 1 т нефти с учетом внутренней поставки</b>	
20\$/барр.	тыс. тг*/т нефти	60,4
30\$/барр.		78,9
40\$/барр.		97,4
50\$/барр.		116,0
60\$/барр.		134,5
<b>РАСХОДЫ</b>		
Налог на добычу (НДПИ), Рентный налог на экспорт, Экспортная таможенная пошлина (ЭТП)	ставка	<b>Налоговый Кодекс РК</b>
Расходы на транспортировку нефти	тыс. тг/т нефти	<b>13,7</b>
Переменные расходы	тг/т жидкости	<b>181</b>
Постоянные расходы, в т.ч:	тыс. тг на 1 скв.	<b>46 155</b>
Расходы на персонал		23 372
Прочие постоянные расходы		20 206
Общеадминистративные затраты		2 576
Средняя стоимость 1 ПРС с ФОТ	тыс. тг на 1 операцию	2 938

Таким образом, с учетом принятых исходных данных были проведены расчеты по экономике каждой отдельной скважины с учетом их дебита нефти, жидкости, обводненности, количества ПРС, рассчитана доходная и расходная части и, со-

ответственно, прибыль/убыток по каждой скважине. Расчеты проводили для каждой рассматриваемой цены сорта Brent. Фрагмент расчета для цены 60 \$/барр. нефти сорта Brent приведен в табл. 2.

Таблица 2. Определение прибыли/убытка работы переходящего фонда скважин при цене нефти сорта Brent 60 \$/барр.

Скважины	Технологические показатели						Экономические показатели													
	Фактический режим		Обводненность	Отработано танков	К-во ПРС	Добыча нефти	Доходы	Налоги и платежи, в т.ч.			Транспортные расходы	Прочие расходы	Расходы на ПРС	Постоянные расходы			Всего расходов	Доходы минус расходы (прибыль/убыток)		
	Дебит нефти	Дебит жидкости						НДПИ	Рентный налог	ЭТП				Расходы на персонал	ОАР	Доходы				
т/сут	м3/сут	%	дни	ремонт	тонн	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг			
1	36,05	111,6	62%	360	1	12,96	1 745	145,0	153,3	192,7	177,8	7,3	2,9	24,7	23,2	2,7	730	1 016		
2	27,72	96,05	66%	365	0	10,12	1 390,8	113,1	119,5	150,3	138,7	6,3	0,0	25,0	23,6	2,6	579	762		
3	24,21	73,55	62%	360	1	8,72	1 172,1	97,4	102,9	129,4	119,4	4,8	2,9	24,7	23,2	2,7	508	665		
4	24,09	96,45	72%	360	1	8,67	1 196,1	96,9	102,4	126,8	118,8	6,4	2,9	24,7	23,2	2,7	507	659		
5	22,89	91,01	71%	355	2	8,13	1 093,0	90,8	98,0	120,7	111,4	6,8	6,9	24,3	22,9	2,7	481	612		
...																				
2996	0,47	17,1	97%	300	13	0,14	19,2	1,6	1,7	2,1	2,0	0,9	38,2	20,6	19,4	2,3	89	-69		
2997	0,17	34,38	99%	315	10	0,05	7,1	0,6	0,6	0,8	0,7	2,0	29,4	21,6	20,3	2,4	78	-71		
2998	0,23	15,95	98%	310	11	0,07	9,4	0,8	0,8	1,0	1,0	0,9	32,3	21,2	20,0	2,3	80	-71		
2999	0,04	72,25	100%	325	8	0,01	1,6	0,1	0,1	0,2	0,2	4,2	23,5	22,3	21,0	2,6	74	-72		
3000	0,09	29,24	100%	310	11	0,03	4,0	0,3	0,3	0,4	0,4	1,6	32,3	21,2	20,0	2,3	79	-75		
<b>ИТОГО</b>	<b>3,9</b>	<b>40,7</b>	<b>89%</b>				<b>14 324</b>	<b>4 064</b>	<b>546 514</b>	<b>45 416</b>	<b>47 995</b>	<b>60 348</b>	<b>55 686</b>	<b>7 556</b>	<b>42 084</b>	<b>70 104</b>	<b>66 050</b>	<b>7 727</b>	<b>402 966</b>	<b>143 548</b>

Полученные результаты расчетов по скважинам условного нефтедобывающего предприятия с объемом добычи 4 млн т/г. и фондом переходящих добывающих скважин 3000 ед. отранжировали по убыванию в зависимости от их прибыли/убытка. В верхней части отранжированного списка – скважины, генерирующие прибыль, и далее убыточные скважины.

Такое ранжирование проводили для каждой рассматриваемой цены нефти сорта Brent.

При этом убыточные (нерентабельные) скважины разбили на 2 категории: категория I – не окупающие высвобождаемые затраты (переменные затраты и расходы на подземный ремонт, и категория II – не окупающие полные затраты (сумму постоянных и высвобождаемых затрат).

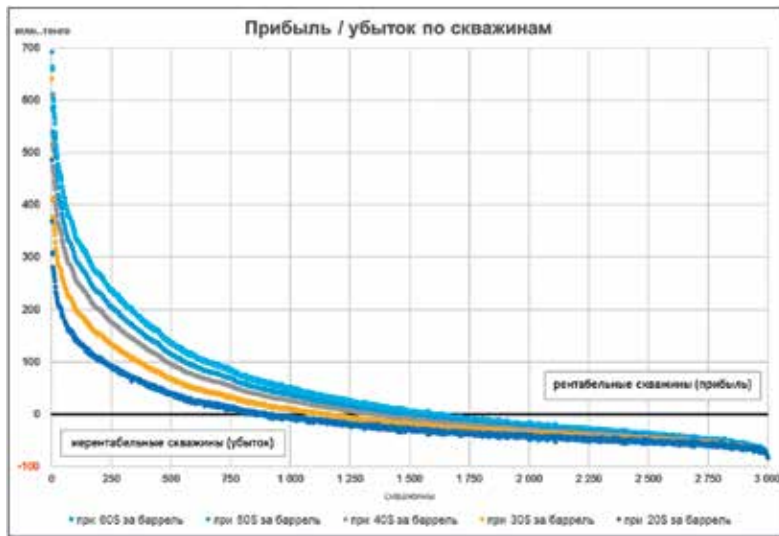


Рисунок 1. Прибыль/убыток по скважинам переходящего фонда при различных ценах нефти

На рис. 1 видно, что при аналогичных технологических параметрах количество рентабельных и нерентабельных скважин меняется в зависимости от рассматриваемых цен на нефть: нерентабельные скважины находятся ниже оси X, и в самом нижнем конце каждого графика находятся скважины категории I – наиболее убыточ-

ные. Выше оси X – рентабельные скважины.

Полученные сводные результаты расчетов, характеризующих выполнение производственной программы без оптимизации работ переходящих скважин при различных ценах на нефть, представлены в табл. 3.

Таблица 3. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных цен на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Действующие скважины, в т.ч.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
рентабельные	1 886	1 736	1 602	1 366	1 067
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	0	0	0
нерентабельные скважин, в т.ч:	1 114	1 264	1 398	1 634	1 933
I категории	367	428	507	677	906
II категории	747	836	891	957	1 027
Доля нерентабельных скважин	37%	42%	47%	54%	64%

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
<b>Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:</b>	<b>4 064</b>	<b>4 064</b>	<b>4 064</b>	<b>4 064</b>	<b>4 064</b>
рентабельных скважин	3 673	3 579	3 482	3 281	2 954
нерентабельных скважин, в т.ч.:	391	485	582	783	1 109
I категории	70	88	114	178	280
II категории	322	397	468	606	829
Доля добычи нефти НРС	9,6%	11,9%	14,3%	19,3%	27,3%
<b>Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от</b>	<b>143 548</b>	<b>107 633</b>	<b>74 626</b>	<b>26 226</b>	<b>-22 174</b>
рентабельных скважин	185 693	155 947	129 231	92 165	58 307
нерентабельных скважин, в т.ч.:	<b>-42 145</b>	<b>-48 314</b>	<b>-54 604</b>	<b>-65 938</b>	<b>-80 481</b>
I категории	<b>-19 713</b>	<b>-23 069</b>	<b>-27 364</b>	<b>-36 564</b>	<b>-49 361</b>
II категории	<b>-22 432</b>	<b>-25 245</b>	<b>-27 241</b>	<b>-29 374</b>	<b>-31 120</b>

Как видно из табл. 3, из эксплуатируемых 3000 добывающих скважин переходящего фонда при цене нефти сорта Brent 60 \$/барр. более 37% фонда являются нерентабельными, и они генерируют убытки в сумме 42,1 млрд тг.

При этом 367 скв. являются нерентабельными скважинами I категории и 747 нерентабельными скважинами II категории. По мере снижения цен на нефть с 60 до 20 \$/барр., согласно расчетам, будут ухудшаться результаты экономической деятельности следующим образом:

- количество рентабельных скважин уменьшится с 1886 до 1067 ед., или на 43%, рентабельная добыча нефти упадет с 3,6 до 2,9 млн т, или на 20%, а операционная прибыль сократится со 185,7 до 58,3 млрд тг., или на 69%;
- количество нерентабельных скважин увеличится с 1114 до 1933 ед., или на 74%, объем нерентабельной добычи нефти вырастет с 0,39 до 1,1 млн т, или в 2,8 раза, а генерируемые убытки – с 42,1 до 80,5 млрд тг., или в 1,9 раза.

В таких условиях существенная часть операционной прибыли рентабельных скважин будет направлена на покрытие убытков нерентабельных скважин, что ограничит возможность предприятия в восполнении оборотных средств и реализации планов развития. Например, при цене нефти 20 \$/барр. генерируется убыток в размере 22,2 млрд тг., следовательно, потребуются внешние займы для покрытия отрицательной денежной наличности.

Другим, наиболее рациональным способом решения проблем в условиях низких цен, на наш взгляд, является сни-

жение расходов через приостановление деятельности нерентабельных скважин, чтобы избежать получения отрицательного денежного потока. При этом следует обратить внимание на категорию убыточности скважин. Например, скважины I категории нецелесообразно дальше эксплуатировать ввиду того, что они генерируют наибольшие убытки, поэтому необходимо их перевести в бездействующий фонд с последующим переводом на другие объекты (нагнетательные скважины или ликвидировать). Что касается нерентабельных скважин II категории, то их предлагается перевести в простаивающий фонд до лучших времен. Последующая эксплуатация этих скважин потребует разработки специального плана мероприятий по выводу их в режим рентабельности с учетом возможной динамики цен на нефть.

Если придерживаться предлагаемого подхода, то в результате приостановления деятельности убыточных скважин компания сэкономит на переменных затратах. При этом из-за рассредоточенности нерентабельных скважин по площади месторождения основные объекты производства и персонал в основном продолжат функционировать в нормальном режиме, за исключением небольшой группы работников, занятых обслуживанием нерентабельного фонда скважин. Проблему высвободившихся работников в случае их нежелательности сокращения можно решить по-разному. Например, их можно отправить на вынужденный простой при полном или частичном сохранении оплаты труда в зависимости от экономических возможностей предприятия или сохранить



занятость, увеличивая сменность бригад и пр. В любом случае, как будет показано ниже, приостановление деятельности убыточных скважин по предлагаемой методике окажется экономически выгодным для компании.

Далее покажем результаты расчетов, соответствующих приостановлению деятельности нерентабельных скважин при сохранении ряда затрат. Они следующие:

1. исключаются переменные расходы, затраты на капитальный ремонт скважин (далее – КРС) и ПРС, за исключением фонда оплаты труда;

2. сохраняются в соответствии с принятой политикой предприятия расходы на персонал и общеадминистративные расходы (далее – ОАР), отнесенные на нерентабельные скважины, а также постоянные расходы и затраты, связанные с остановкой работ по ПРС.

Согласно предлагаемому методическому подходу, в первую очередь останавливается деятельность нерентабельных скважин I категории, что позволит сохранить операционную прибыль предприятия. Для нерентабельных скважин I категории рассматривалась 5-шаговая остановка с шагом по 20% от списка нерентабельных скважин I категории.

Далее останавливаются нерентабельные скважины II категории, где рассматривалась 10-шаговая их остановка с шагом 10% из отранжированного списка по их убыточности, т.е. в первую очередь останавливались наиболее убыточные скважины с расчетом прибыли по всему предприятию. Таким образом, сравнительный анализ прибыли компании на каждом шаге остановки показывал, при достижении какого количества скважин действующего фонда последующая остановка не будет давать улучшение прибыли компании.

Следуя данному подходу, остановив в первую очередь нерентабельные скважины I категории, рассчитываем прибыль/убыток предприятия по всему фонду скважин на каждом шаге остановки нерентабельных скважин, с исключением и сохранением затрат согласно методике, и далее аналогично считаем по нерентабельным скважинам II категории для каждого шага. При этом при остановке нерентабельных скважин исключаются не только затраты, но и теряется добыча и доходная часть по этим скважинам, а показатели по рента-

бельным скважинам на данном этапе расчетов не меняются.

В итоге на основании полученных результатов строим зависимость прибыли/убытка предприятия от добычи, при этом фонд скважин на каждом шаге уменьшается от первоначального. Учитывая то, что скважины II категории менее убыточные по сравнению со скважинами I категории, результаты расчетов показывают, что наступает момент, что на одном из шагов последующая остановка нерентабельных скважин II категории начнет снижать прибыль предприятия, поэтому следует дальнейшую остановку не осуществлять, т.е. это и будет оптимальной величиной (максимальной точкой), обеспечивающей максимальную прибыль при выбранном количестве остановок нерентабельных скважин, с оптимальным уровнем добычи по всему фонду скважин.

Следует отметить, что при расчетах можно рассматривать варианты сохранения различной доли оплаты простаивающего персонала, отнесенного на нерентабельные скважины, и учитывать это влияние на прибыль предприятия, и отражать при построении зависимости прибыли/убытка и добычи. Таким образом, получим картину, отражающую изменение прибыли/убытка предприятия с учетом сохранения различной доли оплаты простаивающего персонала, и понятно, что при 100% сохранении доли оплаты простаивающего персонала убыток/прибыль предприятия будет ниже по сравнению с вариантами с уменьшением этой доли.

В результате для каждого из сценариев по цене на нефть определяется оптимальный вариант по количеству останавливаемых скважин, обеспечивающий максимальную прибыль и оптимальную добычу. Оставшееся количество нерентабельных скважин II категории, которые не будут останавливаться, предлагаем считать условно-рентабельными и оставлять их в эксплуатации для сохранения операционной прибыли переходящего фонда скважин.

Оценка влияния вышеуказанных действий на снижение убытков предприятия и сохранение различной доли оплаты простаивающего персонала представлены на рис. 2–3. Экономические показатели, показанные на этих графиках работы переходящего фонда скважин при различной доле

оплаты простаивающего персонала, при (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»), отражены в табл. 4–5.

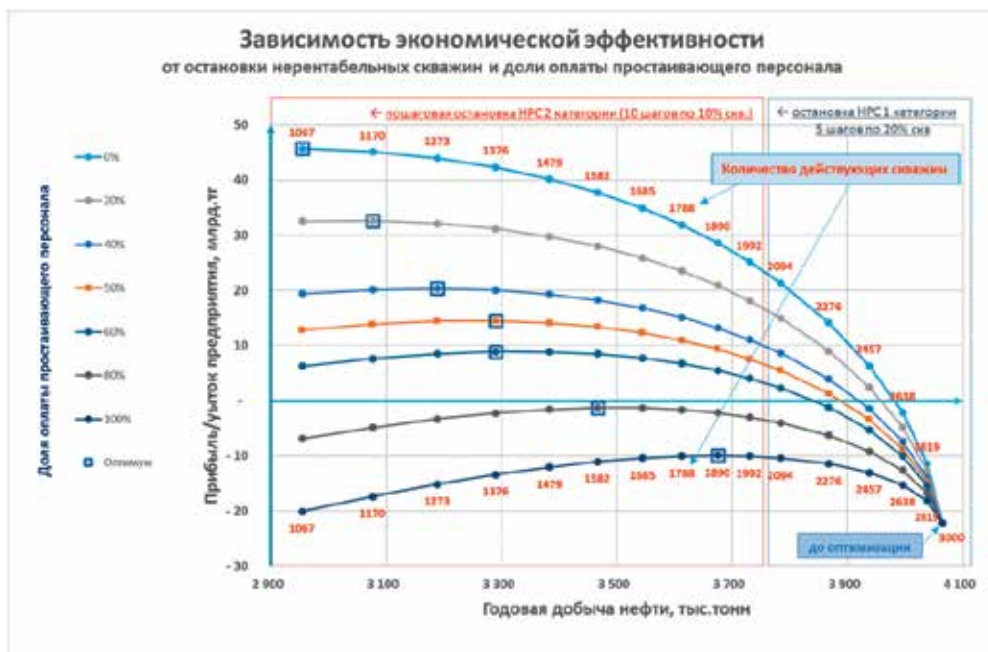


Рисунок 2. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 20 \$/барр. и доли оплаты простаивающего персонала

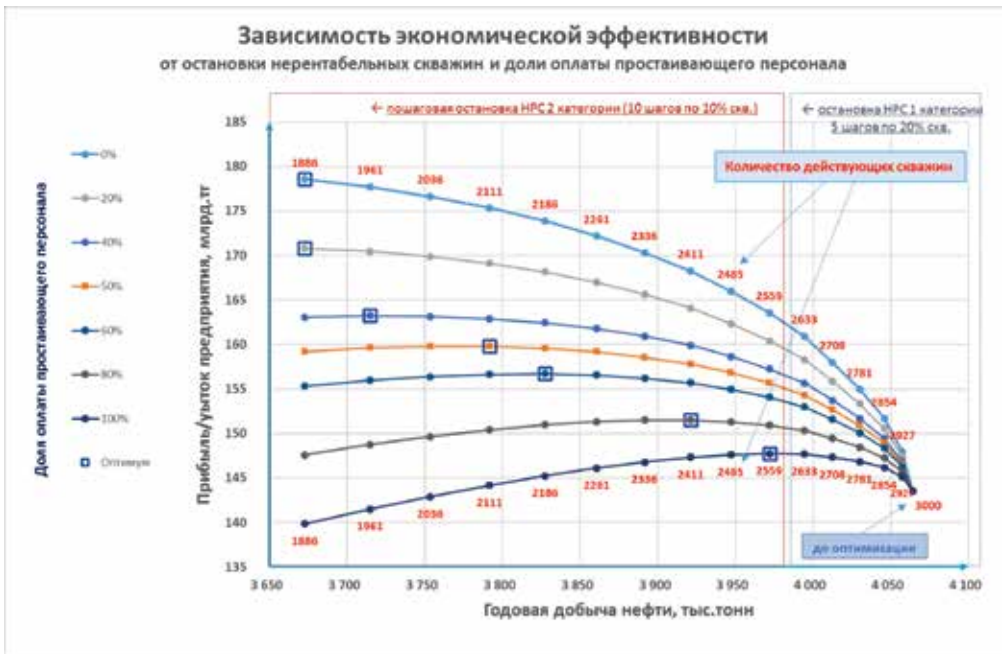
На рис. 2 (для 20 \$/барр.) и рис. 3 (для 60 \$/барр.) оптимальный вариант выделяется в виде максимальной точки достижения операционной прибыли (в виде квадратного синего маркера), и дальнейшая остановка нерентабельных скважин становится экономически нецелесообразной.

Например, на рис. 2 и в табл. 4 видно, как при цене нефти Brent 20 \$/барр. с учетом пошагового анализа остановки нерентабельных скважин, при допущенной доле оплаты простаивающего персонала в 50% (оранжевая линия графика) определен наиболее оптимальный сценарий по уровню добычи и фонду скважин, который предусматривает остановку 1624 нерентабельных скважин (906 скв. I категории и 718 скв. II категории). Рекомендуемый

действующий фонд скважин – 1376 ед., включая 1067 рентабельных и 309 условно-рентабельных скважин. Таким образом, следуя данной методологии оптимизации за счет остановки нерентабельных скважин категории I и II, компания может из убыточного состояния (убыток 22 млрд тг.) с действующим фондом 3000 скв. и добычей 4064 тыс. т/г. перейти в прибыльное (14,5 млрд тг.) при частичном сокращении затрат с действующим фондом 1376 скв. и добычей 3290 тыс. т/г. При этом видно, что максимальный потенциал оптимизации затрат достигается остановкой 1933 нерентабельных скважин при 0% доле оплаты простаивающего персонала (голубая верхняя линия графика) и может дать значительное увеличение прибыли.

**Таблица 4. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различной доле оплаты простаивающего персонала при цене нефти сорта Brent 20 \$/барр. (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»)**

Параметры	Без оптимизации	Оптимизация с учетом долей оплаты простаивающего персонала							
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%	
Фонд добывающих скважин, скв.	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	
Действующие скважины, в т.ч.	3 000	1 067	1 170	1 273	1 376	1 376	1 582	1 890	
рентабельные	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	1 067	
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	103	206	309	309	515	823	
нерентабельные скважин, в т.ч.:	1 933	1 933	1 830	1 727	1 624	1 624	1 418	1 110	
I категории	906	906	906	906	906	906	906	906	
II категории	1 027	1 027	924	821	718	718	512	204	
Доля скважин для остановки	64,4%	64,4%	61,0%	57,6%	54,1%	54,1%	47,3%	37,0%	
Добыча нефти, тыс.т, в т.ч. из:	4 064	2 954	3 077	3 189	3 290	3 290	3 466	3 675	
рентабельных скважин	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	2 954	
условно-рентабельных скважин	0	0	122	234	336	336	512	721	
нерентабельных скважин, в т.ч.:	1 109	1 109	987	875	774	774	597	389	
I категории	280	280	280	280	280	280	280	280	
II категории	829	829	707	595	494	494	317	108	
Доля добычи нефти НРС	27,3%	27,3%	24,3%	21,5%	19,0%	19,0%	14,7%	9,6%	
Операционная прибыль/убыток, млн.тг., в т.ч. от:	-22 174	45 727	32 632	20 341	14 492	8 923	-1 281	-9 920	
рентабельных скважин	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	58 307	
условно-рентабельных скважин	0	0	-1 299	-3 133	-5 458	-5 458	-11 367	-22 544	
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-80 481	-80 481	-79 182	-77 347	-75 023	-75 023	-69 114	-57 937	
I категории	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	-49 361	
II категории	-31 120	-31 120	-29 821	-27 987	-25 662	-25 662	-19 754	-8 576	
Условно постоянные расходы остановленных нерентабельных скважин I и II категорий			-12 579	-24 376	-34 832	-38 356	-43 926	-48 221	-45 683



**Рисунок 3. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 60 \$/барр. и доли оплаты простаивающего персонала**

**Таблица 5. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различной доле оплаты простаивающего персонала при цене нефти сорта Брент 60 \$/барр. (оптимизация в сравнении с «без оптимизации»)**

Параметры	Без оптимизации	Оптимизация с учетом долей оплаты простаивающего персонала						
		0%	20%	40%	50%	60%	80%	100%
<b>Фонд добывающих скважин, скв.</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>
<b>Действующие скважины, в т.ч.</b>	<b>3 000</b>	<b>1 886</b>	<b>1 886</b>	<b>1 961</b>	<b>2 111</b>	<b>2 186</b>	<b>2 411</b>	<b>2 559</b>
рентабельные	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	0	0	75	225	300	525	673
нерентабельные скважин, в т.ч.:	1 114	1 114	1 114	1 039	889	814	589	441
I категории	367	367	367	367	367	367	367	367
II категории	747	747	747	672	522	447	222	74
Доля скважин для остановки	37,1%	37,1%	37,1%	34,6%	29,6%	27,1%	19,6%	14,7%
<b>Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:</b>	<b>4 064</b>	<b>3 673</b>	<b>3 673</b>	<b>3 715</b>	<b>3 792</b>	<b>3 827</b>	<b>3 921</b>	<b>3 972</b>
рентабельных скважин	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673
условно-рентабельных скважин	0	0	0	42	119	155	248	299
нерентабельных скважин, в т.ч.:	391	391	391	349	272	236	143	92
I категории	70	70	70	70	70	70	70	70
II категории	322	322	322	279	203	167	73	22
Доля добычи нефти НРС	9,6%	9,6%	9,6%	8,6%	6,7%	5,8%	3,5%	2,3%
<b>Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от</b>	<b>143 548</b>	<b>178 557</b>	<b>170 816</b>	<b>163 239</b>	<b>159 770</b>	<b>156 707</b>	<b>151 512</b>	<b>147 744</b>
рентабельных скважин	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693	185 693
условно-рентабельных скважин	0	0	0	-1 327	-4 681	-6 642	-13 721	-19 363
нерентабельных скважин, в т.ч.:	-42 145	-42 145	-42 145	-40 816	-37 464	-35 503	-28 424	-22 782
I категории	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713	-19 713
II категории	-22 432	-22 432	-22 432	-21 105	-17 751	-15 790	-8 711	-3 069
Условно постоянные расходы остановленных нерентабельных скважин I и II категорий		-7 136	-14 877	-21 126	-21 242	-22 344	-20 460	-18 587

Для достижения намеченных целей при остановке нерентабельных скважин необходимо:

- удостовериться в надежности промысловых данных путем проведения дополнительных измерений дебита по жидкости и обводненности продукции по каждой скважине для обеспечения информации заданной точности;

- подготовить программу оптимизации нагнетательных скважин, где планируется уменьшение числа действующих добывающих скважин 1-го и 2-го ряда окружения и снижение компенсируемого объема закачки.

Кроме того, при остановке нерентабельных скважин значительно снижается объем добычи жидкости на месторождении, высвобождая пропускную мощность наземной инфраструктуры. Данный резерв пропускной способности системы сбора продукции месторождения позволяет поднять уровень добычи жидкости из рентабельных скважин путем оптимизации

режима их работы и проведения дополнительных эффективных геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ). Таким образом, увеличение прибыли достигается не только за счет оптимизации затрат по нерентабельным скважинам, но и за счет увеличения добычи из рентабельного фонда.

Данный подход отражен на рис. 4. Так, для сценария при цене нефти Брент 20 \$/барр. с 50% долей оплаты простаивающего персонала, после определения наиболее оптимального уровня добычи 3290 тыс. т/г. и действующего фонда скважин 1376 ед. с учетом остановки 1624 нерентабельных скважин (оранжевая линия), при добавлении дополнительной добычи за счет пересмотра объемов ГТМ в пользу наиболее эффективных по рентабельному фонду скважин компания может достигнуть добычи нефти 3455 тыс. т/г. с этим же фондом 1376 скв. и увеличить прибыль с 14,5 до 21,2 млрд тг. (оранжевая пунктирная линия).



**Рисунок 4. Зависимость прибыли и объемов добычи от количества действующих скважин при цене нефти Brent 20 \$/барр. и доле оплаты простаивающего персонала с учетом дополнительной добычи от ГТМ**

Итак, согласно принятому методическому подходу расчету затрат при остановке нерентабельных скважин существует множество различных вариантов исключения затрат, зависящих и от степени оплаты простаивавшего персонала от 0 до 100%, и от процента сохраняемых при остановке постоянных расходов, и от процента остановки нерентабельных скважин категории II при различных ценах нефти.

Учитывая это, для дальнейшего представления ожидаемых эффектов от оптимизации затрат с учетом дополнительной добычи от ГТМ, согласно предлагаемому методическому подходу оптимизации затрат, связанных с остановкой нерента-

бельных скважин категории I и II, приняты следующие действия:

- исключаются 100%: переменные расходы, затраты ПРС за исключением фонда оплаты труда, затраты по КРС;
- сохраняются 50%: расходы на персонал, отнесенные на нерентабельные скважины и связанные с остановкой установок ПРС; постоянные расходы, которые не зависят от количества скважин, ОАР.

Также при различных ценах на нефть принят следующий подход остановки нерентабельных скважин категории II (чем выше цена нефти, тем больше нерентабельных скважин категории II останавливается).

**Таблица 6. Остановка фонда нерентабельных скважин категории II при различных ценах на нефть сорта Brent, \$/барр.**

60	50	40	30	20
100% фонда	90% фонда	80% фонда	70% фонда	70% фонда

Так, согласно данному методическому подходу определяются возможности оптимизации программы компании при различных ценах на нефть, с учетом остановки

нерентабельных скважин и дополнительной добычи по рентабельным скважинам (табл. 7).

Таблица 7. Экономические показатели работы переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent с учетом оптимизации и дополнительной добычи

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
<b>Фонд добывающих скважин, скв.</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>	<b>3 000</b>
<b>Действующие скважины, в т.ч.</b>	<b>1 886</b>	<b>1 819</b>	<b>1 776</b>	<b>1 654</b>	<b>1 376</b>
рентабельные	1 886	1 736	1 602	1 366	1 067
условно-рентабельные (НРС II категории)	0	83	174	288	309
нерентабельные скважин	0	0	0	0	0
<b>Добыча нефти, тыс. т, в т.ч. из:</b>	<b>3 831</b>	<b>3 815</b>	<b>3 785</b>	<b>3 698</b>	<b>3 455</b>
рентабельных скважин	3 831	3 757	3 656	3 445	3 102
условно-рентабельных скважин	0	57	129	253	352
нерентабельных скважин, в т.ч:	0	0	0	0	0
<b>Операционная прибыль/убыток, млн тг., в т.ч. от</b>	<b>172 127</b>	<b>139 735</b>	<b>108 625</b>	<b>63 880</b>	<b>21 233</b>
рентабельных скважин	198 616	168 962	140 493	100 841	64 381
условно-рентабельных скважин	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельных скважин, в т.ч:	-26 489	-28 038	-29 048	-31 873	-38 356
I категории	-8 907	-10 363	-12 237	-16 260	-21 637
II категории	-17 583	-17 675	-16 811	-15 613	-16 719

Принятые меры позволят получить прибыль по сравнению с результатом до оптимизации (табл. 8 – сравнение результатов табл. 3 и 7).

Таблица 8. Сравнение прибыли / убытка по работе переходящего фонда скважин при различных ценах нефти сорта Brent (до и после оптимизации)

Параметры	Результаты работы переходящих скважин при различных ценах на нефть сорта Brent, долл. США/барр.				
	60	50	40	30	20
<b>До оптимизации</b>					
<b>Операционная прибыль / убыток</b>	<b>143 548</b>	<b>107 633</b>	<b>74 626</b>	<b>26 226</b>	<b>-22 174</b>
рентабельные	185 693	155 947	129 231	92 165	58 307
нерентабельные	-42 145	-48 314	-54 604	-65 938	-80 481
<b>После оптимизации</b>					
<b>Операционная прибыль / убыток</b>	<b>172 127</b>	<b>139 735</b>	<b>108 625</b>	<b>63 880</b>	<b>21 233</b>
рентабельные	198 616	168 962	140 493	100 841	64 381
условно-рентабельные	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельные	-26 489	-28 038	-29 048	-31 873	-38 356
<b>Эффект</b>					
<b>Операционная прибыль / убыток</b>	<b>28 579</b>	<b>32 102</b>	<b>33 998</b>	<b>37 654</b>	<b>43 407</b>
рентабельные	12 924	13 015	11 262	8 676	6 074
условно-рентабельные	0	-1 189	-2 821	-5 087	-4 792
нерентабельные	15 656	20 276	25 557	34 065	42 124

Рассмотрим более детально итоговые показатели на примере всё того же условного нефтегазодобывающего предприятия.

Согласно проведенному стресс-тесту на снижение цены на нефть Brent с 60 до

20 \$/барр. при одновременном выполнении утвержденной производственной программы, несмотря на сохранение объемов добычи, у предприятия возникает убыток в размере 22 млрд тг. (табл. 8).

Таблица 9. Прогноз прибыли/убытка при сохранении утвержденной производственной программы и снижении цены нефти до 20 \$/барр.

Наименование	Ед. изм.	Утвержденная программа		Отклонения
		при 60 \$/барр.	при 20 \$/барр.	
Добыча нефти	тыс. т	4 064	4 064	0
Доходы	млн тг.	546 514	<b>245 514</b>	-301 000
Расходы, в том числе:	млн тг.	<b>402 966</b>	<b>267 688</b>	<b>-135 279</b>
Налог на добычу (НДПИ)	млн тг.	45 416	18 480	-26 936
Рентный налог на экспорт	млн тг.	47 995	0	-47 995
Экспортная таможенная пошлина	млн тг.	60 348	0	-60 348
Расходы на транспортировку нефти	млн тг.	55 686	55 686	0
Переменные расходы	млн тг.	7 556	7 556	0
Расходы на ПРС	млн тг.	42 084	42 084	0
Расходы на персонал	млн тг.	70 104	70 104	0
Прочие условно-постоянные расходы	млн тг.	66 050	66 050	0
Обще-административные расходы	млн тг.	7 727	7 727	0
Операционная прибыль / убыток	млн тг.	<b>143 548</b>	<b>-22 174</b>	<b>-165 722</b>

В связи с этим требуется рассмотрение вариантов оптимизации запланированных мероприятий с целью обеспечения оптимального уровня производства в рамках сниженных доходов.

Применение разработанного методического подхода оптимизации затрат при остановке нерентабельных скважин и дополнительной добычи на рентабельных скважинах за счет проведения на них эффективных ГТМ дает возможность определить оптимизированные производственные программы для различных сценариев цен на нефть Brent 60, 50, 40, 30 и 20 \$/барр.

В зависимости от цены меняется уровень добычи, количество остановок нерентабельных скважин, количество ПРС. В результате получаем более оптимистичный финансовый результат.

В табл. 10 в зависимости от изменения цены нефти от 20 до 60 \$/барр. пока-

заны предлагаемые оптимизированные производственные программы, которые предусматривают следующие действия:

- рекомендуемое количество остановок нерентабельных скважин – меняется от 1114 до 1624 скв.;
- сокращение уровней добычи нефти – от 3908 до 3455 тыс. т;
- снижение уровней добычи жидкости-от 32963 до 22651 тыс. т;
- сокращение количества ПРС – от 7549 до 5081 ремонтов,
- частичное снижение расходов на персонал (на 14%), для чего компания может рассмотреть варианты изменения режимов работы персонала без сокращения штата;
- на рентабельном фонде скважин предусмотрены мероприятия по оптимизации режимов работы с увеличением добычи жидкости.

**Таблица 10. Сравнение утвержденной и оптимизированной производственной программы предприятия при различных ценах нефти Brent**

Показатели	Единица измерения	Утвержденная программа	Оптимизированная производственная программа при цене на нефть сорта Brent				
		(20 \$/барр.)	60 \$/барр.	50 \$/барр.	40 \$/барр.	30 \$/барр.	20 \$/барр.
Добыча нефти	тыс. т	4 064	3 908	3 866	3 824	3 698	3 455
Добыча жидкости	тыс. т	41 760	32 963	31 596	30 164	27 022	22 651
Фонд скважин	скв.	3 000	1 886	1 819	1 776	1 654	1 376
Средний дебет нефти	т/сут	3,9	5,9	6,0	6,1	6,4	7,2
Обводненность	%	88,8%	80,1%	79,6%	79,3%	78,5%	76,3%
Количество ПРС	%	14 324	7 549	7 249	7 019	6 461	5 081
Остановка нерентабельных скважин	скв.		1 114	1 181	1 224	1 346	1 624
Доходы	скв.-опер.	245 514	515 235	442 352	368 843	291 882	208 702
Расходы	млн тг.	267 688	343 108	302 617	260 218	228 002	187 469
Налог на добычу (НДПИ)	млн тг.	18 480	42 817	36 309	29 756	22 944	15 709
Рентный налог на экспорт	млн тг.	0	45 248	23 890	0	0	0
Экспортная таможенная пошлина (ЭТП)	млн тг.	0	56 894	47 205	37 472	18 305	0
Транспортные расходы	млн тг.	55 686	52 499	52 270	51 866	50 672	47 337
Условно-переменные расходы	млн тг.	7 556	5 505	5 358	5 250	4 889	4 098
Расходы на ПРС	млн тг.	42 084	22 179	21 298	20 622	18 982	14 928
Затраты на персонал	млн тг.	70 104	63 924	63 454	63 186	62 341	60 514
Прочие условно-постоянные расходы	млн тг.	66 050	49 129	48 095	47 436	45 554	41 282
Обще-административные расходы	млн тг.	7 727	4 913	4 740	4 630	4 315	3 601
Операционная прибыль / убыток	млн тг.	-22 174	172 127	139 735	108 625	63 880	21 233

Данные меры позволят исключить возможность убытка в размере 22 млрд тг. при цене 20 \$/барр. и достичь прибыли от 21 до 172 млрд тг. при ценах 20–60 \$/барр.

Увеличение операционной прибыли от оптимизации и дополнительной добычи могут быть направлены на приобретение первоочередных основных средств, бурение новых скважин, а также на активы, которые генерируют прибыль для ее максимизации. В данном анализе капитальные вложения и их влияние на денежный поток не рассматривались.

Предлагаемый методический подход адресной оптимизации затрат при остановке нерентабельных скважин – это концептуальный подход, который должен быть адаптирован каждым нефтедобывающим предприятием с учетом его специфики.

#### Палетка оптимальной производственной программы

На основании данных подбора оптимизированной производственной программы при разных ценах на нефть построена палетка (табл. 11), отражающая в удобном

формате наиболее оптимальные объемы добычи нефти, количество нерентабельных скважин для остановки, рекомендованные уровни расходов на персонал (строки 1–3), а также изменение прибыли/убытка в зависимости от цены нефти при той или иной производственной программе (строки 4–8).

По данным таблицы видно, что показатели прибыли оптимизированной производственной программы для различных цен нефти сорта Brent (программы I–V) значительно превышают значения утвержденной программы, при этом показатели добычи ниже, что обеспечивается остановкой нерентабельных скважин, оптимизацией затрат по ним.

Таким образом, предприятие может придерживаться оптимальной производственной программы с годовой добычей 3908 тыс. т нефти при ценах от 60 до 20 \$/барр., оставаясь с прибылью. При снижении цены ниже 20 \$/барр. – с учетом данной методики необходим подбор оптимальной для цены программы, обеспечивающей безубыточный уровень.



**Таблица 11. Прибыль/убыток предприятия при различных сценариях  
производственной программы**

№	Наименование	Утвержденная программа	Оптимизированная производственная программа при ценах на нефть, \$/барр.					
			60 \$	50 \$	40 \$	30 \$	20 \$	
	Номер программы		I	II	III	IV	V	
1	Добыча, тыс. т	4 064	3 908	3 866	3 824	3 698	3 455	
2	Остановка нерентабельных скв.		1 114	1 181	1 224	1 346	1 624	
3	Затраты на персонал, млн тг.	70 104	63 924	63 454	63 186	62 341	60 514	
			<b>Прибыль / убыток, млрд тг.</b>					
4	Цена на нефть	60 \$/барр.	143 548	172 127	171 452	169 881	164 647	156 511
5		50 \$/барр.	107 633	140 069	139 735	138 506	134 308	128 169
6		40 \$/барр.	74 626	109 537	109 528	108 625	105 415	101 178
7		30 \$/барр.	26 226	65 648	66 106	62 816	63 880	62 377
8		20 \$/барр.	-22 174	19 109	20 062	17 544	19 838	21 233

- – оптимальная производственная программа для каждой цены нефти
- – потребность в субсидировании при реализации программы
- – благоприятные условия для реализации программы

Таким образом, реализация принятого методического подхода принятия превентивных управленческих решений позволяет обеспечить финансовую устойчивость компании, выполнение социальных обязательств.

### Заключение

В результате проведенных исследований разработан методический подход адресной оптимизации затрат нефтедобывающих организаций, суть которого основана на принятии гибких управленческих решений по рентабельному и нерентабельному фонду скважин. Методика позволяет осуществлять оптимизацию производственных программ и затрат бюджетов в кризисных условиях целенаправленно – по объектам и активам, генерирующим наибольшие убытки (нерентабельным скважинам).

Высвобождаемые от оптимизации средства должны быть направлены на активы, которые генерируют прибыль для ее максимизации, а именно на рентабельные скважины, за счет проведения на них эффективных ГТМ, осуществления необходимых текущих и капитальных ремонтов для увеличения по ним нефтеотдачи и, соответственно, получения дополнительной прибыли.

Данный концептуальный подход позволяет обеспечивать финансовую устойчивость компании и рентабельность разработки месторождений при различных ценах на нефть.

Применение методики дает возможность повысить эффективность деятельности нефтедобывающих организаций за счет анализа рентабельности работы каждой скважины и своевременного принятия решений в целях повышения рентабельности работы фонда, подбора соответствующих эффективных ГТМ или отключения нерентабельного фонда.

Использование данного методического подхода рекомендуется для всех нефтедобывающих компаний с расчетами на основе последних фактических данных:

а) ранжирование и поэтапная остановка НРС до наиболее целесообразного уровня;

б) пропорциональное снижение работ/затрат, связанных с остановленными скважинами (объемы закачки, ПРС), КРС, ГТМ и пр.;

в) частичное снижение затрат на персонал в зависимости от количества остановленных скважин;

г) пересмотр объемов ГТМ с фокусом на наиболее экономически эффективных;

д) использование высвобождаемых средств за счет оптимизации, в первую очередь, на приобретение первоочередных основных средств и на бурение новых скважин;

е) усиление работ на «золотом фонде» путем подбора наиболее оптимальных режимов работы;

ж) определение уровней плановой добычи нефти исходя из экономической эффективности.

Таким образом, ключевым элементом максимизации операционной прибыли нефтедобывающего предприятия является эффективное управление переходящим фондом скважин для полноценной реализации производственной программы нефтедобывающего предприятия.

На основе такой оценки производится ранжирование добывающих скважин по рентабельности с определением рентабельного («золотого») фонда скважин, а также с выделением нерентабельных

скважин для перевода их в бездействующий фонд.

С учетом высокой волатильности цен на нефть, посредством группирования убыточных добывающих скважин с отличающимися друг от друга предельными безубыточными ценами на нефть, данный методический подход позволяет подготовить превентивные управленческие решения по остановке убыточных скважин и довести их до оперативного уровня управления производства в виде готовых таблиц.

### Список использованной литературы

1. Хасанов Б.К., Хайретдинов Р.Г., Толебай О.С. Повышение операционной эффективности нефтедобывающих компаний путем анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2019, №1, с. 119–131.
2. Обеспечение конкурентоспособности АО НК «КазМунайГаз» в условиях кризиса. – Отчет ТОО «КМГ Инжиниринг», №О-1.08.06–01/1-06.05.2020 от 06.05.2020 г.
3. Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин дочерних организаций, зависимых обществ и совместных предприятий АО НК «КазМунайГаз».
4. Кичигин А.В., Васильцов В.С. Управление конкурентоспособностью предприятия в условиях кризиса. – Записки Горного института, СПб, 2009, т.184, с. 46–49.
5. Груничев А.С. Конкурентоспособность в условиях мирового экономического кризиса. – Вестник Казанского технологического университета, 2010, с. 413–420.

## МҰНАЙДЫҢ ТӨМЕН БАҒАСЫ МЕН НАРЫҚТЫҢ ҚҰБЫЛМАЛЫ ЖАҒДАЙЫНДА ӨНДІРУ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ ӨНДІРУШІ МЕКЕМЕЛЕРІНІҢ БӘСЕКЕГЕ ҚАБІЛЕТТІЛІГІН ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ

**В.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, О.Л. Самарканов**

Бұл мақалада әрбір өндіруші ұңғыманы пайдалану тиімділігін техника-экономикалық беру негізінде икемді басқару шешімдерін әзірлеу бойынша әдістемелік тәсіл ұсынылады. Өндірістік шығындарды басқарудың осы әдісін қолдану көмірсутек ресурстарына төмен баға кездерінде қасалық алшақтықтардың пайда болуын болдырмауға және компанияның инвестициялық және өндірістік бағдарламаларының оңтайлы орындалуына мүмкіндік береді.

Түйін-сөздер: шығындарды оңтайландыру, шартты-ауыспалы шығындар, шартты-тұрақты шығындар, ұңғымаларды саралау, рентабельді ұңғымалар, рентабельді емес ұңғымалар, шартты-рентабельді ұңғымалар, оңтайлы өндірістік бағдарламаның палеткасы.

## ENSURING COMPETITIVENESS OIL PRODUCTION COMPANIES IN THE CONDITIONS OF LOW OIL PRICES AND MARKET VOLATILITY BY ANALYZING PRODUCTION WELL PROFITABILITY

**V.K. Khasanov, R.G. Khairtdinov, O. L. Samarkanov**

The article proposes a methodology for the development of flexible management decisions based on technical and economic assessment of the efficiency of operation of each production well. This method of managing production costs makes it possible to avoid the occurrence of cash gaps during the period of low prices for hydrocarbon resources and to facilitate the implementation of both the investment and production programs of the company.

*Key words: cost optimization, semi-variable costs, semi-fixed costs, well ranking, profitable wells, unprofitable wells, conditionally profitable wells, optimal production program palette.*

### **Информация об авторах**

**Хасанов Бахытжан Кенесович** – генеральный директор (председатель Правления), *b.khassanov@niikmg.kz*.

**Хайретдинов Ренат Геннадьевич** – заместитель генерального директора по экономике, *r.khairtdinov@niikmg.kz*.

**Самарканов Омархан Лукпанович** – эксперт службы аналитики департамента нефтяного инжиниринга, *o.samarkanov@niikmg.kz*.

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

УДК 378.1

## НЕФТЯНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ – НОВЫЕ ВЫЗОВЫ

**Г.Т. Шакуликова**

*В статье рассмотрены основные тенденции развития вузов в условиях пандемии COVID-19. Автором подчеркивается, что в изменившихся условиях необходима новая философия обучения и иные подходы. Отражен опыт адаптации Атырауского университета нефти и газа им. С. Утебаева к данным условиям. Проектный менеджмент, применяемый руководством вуза в управлении университетом, на практике проходит тест на свою эффективность.*

*Ключевые слова: кризис, образование, университеты, онлайн, индустрия, цифровизация.*

### **Введение**

Новые подходы к решению фундаментальных и прикладных задач, которые стоят перед современными университетами, обусловили переход от стратегии линейного развития к нелинейному, главный смысл которого заключается в вовлечении в процесс принятия управленческих решений представителей большего количества заинтересованных сторон через постепенный отход от унификации образовательных программ, централизации и жесткого вмешательства государства в деятельность вузов. В настоящее время в стране взят курс на постепенное предоставление большей академической свободы университетам для повышения их способности быстро реагировать на потребности общества в нашем динамично меняющемся мире. В этих условиях стало очевидным, что в процесс управления развитием университета активно должны вовлекаться студенты, преподаватели и сотрудники вуза, представители местной исполнительной власти, крупной индустрии, малого и среднего бизнеса, а также широкой общественности. Именно такая стратегия управления развитием университета, основанная на инструментах всесторонней оценки и вовлечения, становится основным трендом нелинейной трансформации высшей школы. Пандемия COVID-19 изменила мир и внесла свои коррективы, все отрасли экономики почувствовали данные изменения, в т.ч. и система образования. Она поставила университеты в сложное положение, вынуждая в кратчайшие сроки адаптироваться к новым вызовам времени. От университетов требовалось в короткие сроки перевести в онлайн режим весь образовательный бизнес-процесс. Цифровизация, дистанционное обучение, которые ранее

рассматривались как дополнительная возможность для самостоятельных занятий, стали объективной необходимостью нового образовательного процесса. Сложившиеся условия потребовали не только поиска новых моделей управления вузами, но и значительных финансовых ресурсов как для формирования цифрового контента по всем дисциплинам, так и в целях создания необходимой инфраструктуры для организации дистанционного обучения.

### **Дистанционное обучение в условиях пандемии COVID-19**

Пандемия COVID-19, представляя особую угрозу жизни людей при традиционной очной форме обучения, изменила работу системы образования во всем мире. И дистанционная форма в условиях вынужденного ограничения передвижения людей была выбрана как наиболее безопасная для общества. Оглядываясь назад, можно отметить, что исключительные меры, принятые во всем мире по ограничению взаимодействия студентов путем перевода занятий на дистанционную форму, были оправданными, поскольку опасность передачи инфекции в местах скопления людей была чрезмерно высокой.

Исследование, в котором участвовали 30 383 студента из 62 стран мира, показало, что в условиях всеобщей изоляции и перехода к онлайн обучению студенты были наиболее удовлетворены поддержкой, оказываемой преподавательским составом, и связями с общественностью своих университетов. В то же время недостаточные компьютерные навыки и восприятие более высокой нагрузки не позволяли им ощутить улучшение своих результатов в новой учебной среде. Студентов в основном беспокоили вопросы, связанные с их

будущей профессиональной карьерой и учебой, и они испытывали скуку, беспокойство и разочарование из-за дистанционного обучения. Пандемия изменила правила личной гигиены, сделав обязательным ношение масок, частое мытье рук и пр., а также ограничила в определенной степени свободу личности (выход из дома, рукопожатие). Результаты также показали, что студенты были значительно меньше удовлетворены своей академической работой, общественной жизнью во время кризиса, многие студенты очного отделения столкнулись с финансовыми проблемами, пережили эмоциональный стресс [1].

В настоящее время студенты ожидают, что их университеты не только предоставят им ценный источник практических знаний в аудиториях, но и продолжат предоставлять возможности для дистанционного обучения на ежедневной основе. Использование разных форм обучения, по ожиданиям студентов, разнообразят учебный процесс, обогатят методы обучения, а также создадут широкие возможности для получения образования во время глобальных пандемических кризисов, что, вероятно, станет реальностью в следующие десятилетия. Таким образом, можно утверждать, что в долгосрочной перспективе дистанционное обучение студентов станет неотъемлемым элементом университетского образования.

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева (далее – АУНГ, Университет) является единственным специализированным региональным вузом страны по подготовке кадров для нефтегазовой отрасли, и руководство Университета уделяет большое внимание преодолению разрыва между требованиями рынка труда и подготовкой кадров.

Университет, внося свой большой вклад в подготовку национальных кадров инженерно-технического профиля для нефтегазовой и нефтехимической отраслей, ставит перед собой такие задачи, как:

- обеспечение квалифицированными кадрами компаний нефтегазовой отрасли и нефтегазоперерабатывающих предприятий региона, а также крупных инвестиционных проектов как на стадии проектирования и строительства объектов, так и в период их эксплуатации;

- расширение фундаментальных и прикладных научных исследований в области энергосберегающих, экологиче-

ски чистых технологий и нетрадиционных источников энергии;

- активное участие в повышении роли и уровня отечественного инжиниринга, обеспечивающего базовые технические решения в нефтегазовых и энергетических проектах.

Университет определил для себя основные вызовы, которые необходимо преодолеть в ближайшие годы:

1. Квалификации выпускников не всегда соответствуют ожиданиям работодателей. С одной стороны, образовательные программы вузов не дают обучающимся необходимые компетенции, требуемые рынком труда, что в определенной степени обусловлено отсутствием профессиональных стандартов по многим отраслям и сферам деятельности. С другой стороны, сложившаяся практика слабого взаимодействия университета с индустриальными компаниями региона, низкая заинтересованность последних в совместной подготовке кадров сдерживали преодоление существующих проблем подготовки необходимых специалистов.

2. Низкий охват обучающихся программами трехязычного обучения.

3. Недостаточный уровень материально-технической, учебно-лабораторной и научной базы, не отвечающей требованиям современных условий труда.

4. Проблема нехватки и старения кадров с учеными степенями и званиями.

5. Низкая доля профессорско-преподавательского состава (далее – ППС), имеющего опыт производственной работы в индустрии.

6. Содержание образовательных программ не «попекает» за высокими технологиями, применяемыми в современном производстве, в особенности в нефтяных компаниях с участием иностранного капитала.

Рассмотрим более детально каждый из вышеуказанных вызовов и какие инструменты применяет руководство вуза для ответа на них.

### **1. Квалификация выпускников не всегда соответствует ожиданиям работодателей.**

В целях преодоления существующего разрыва между потребностями рынка труда и необходимыми квалификациями выпускников в Университете был создан Индустриальный комитет, членами которо-

го стали руководители производственных компаний страны, ближнего и дальнего зарубежья, профессора университета, выпускники ведущих зарубежных вузов, а также видные личности региона, имеющие большой опыт работы как в науке, так и на производстве [2]. Регулярное обсуждение на заседаниях Индустриального комитета проблем подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли страны за короткое время позволило выявить узкие места данного процесса и выработать системные меры по их преодолению. Последовательный план трансформации системы подготовки квалифицированных кадров, разработанный Индустриальным комитетом, в настоящее время уже находит свою реализацию. Анализ существующих проблем выявил серьезное отставание существующих профессиональных стандартов и образовательных программ от требований времени. И создание Центра отраслевых технологических компетенций Министерством энергетики РК, целью которого является отслеживание технологических трендов, экспертиза, консалтинг и обучение, стало весьма своевременным и стратегически необходимым шагом [3]. Также Университет включился в процесс разработки нормативно-справочных документов по новым профессиям нефтегазовой отрасли страны. Таким образом, Индустриальный комитет показал не только свою полезность в вопросах установления диалога между университетом и отраслью, но и доказал свою состоятельность в совершенствовании профессиональных стандартов и образовательных программ вузов.

## **2. Низкий охват обучающихся программами трехязычного обучения.**

Знание нескольких языков сегодня является необходимым навыком специалиста и объективным требованием времени. Университет взял курс на подготовку кадров со знанием иностранных языков, выделив на эти цели необходимые ресурсы. В данное время осуществляется комплексная подготовка кадров по различным языковым программам, в т.ч. от начального до продвинутого курса английского языка для студентов, преподавателей и сотрудников вуза. Также на базе Университета открываются клубы французского, китайского и др. языков. Знание языков создали предпосылки для приглашения известных про-

фессоров из ведущих технических университетов мира, таких как РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Colorado School of Mines, University of Washington, Уфимский государственный нефтяной технический университет и др.

В качестве одного из достижений университета можно считать реализованный совместно с французской компанией Total проект «Total Energy School» по передаче международными экспертами и профессорами из Total новых теоретических знаний и практических навыков казахстанским студентам и молодым специалистам [4].

## **3. Низкий уровень материально-технической, учебно-лабораторной и научной базы преодолевается через создание индустриального полигона на базе университета.**

Проведение открытой политики, направленной на установление тесного контакта с ведущими компаниями региона, регулярное обсуждение на различных диалоговых площадках проблем подготовки кадров, в т.ч. из-за низкой оснащенности технической базы учебных лабораторий, способствовали тому, что крупные компании региона стали принимать участие в укреплении материально-технической базы университета.

Одним из результатов партнерства стало решение о реализации проекта строительства учебного полигона при Университете, который станет индустриальной площадкой для поиска новых технических решений по проблемам нефтегазовой отрасли и будет способствовать дальнейшему укреплению связи индустрии с академическим сообществом региона, превратится в центр генерации новых решений и знаний. На площадке учебного полигона, где условия работы будут максимально приближены к реальным условиям производства, студенты смогут получить практические навыки, которые требует индустрия, а проведение регулярных научно-практических семинаров и тренингов заложит основу для развития региональной экосистемы стартапов [5].

Сегодня развитие нефтехимической отрасли страны является приоритетом экономической политики Казахстана. Благодаря наличию квалифицированных кадров, а также мощной сырьевой базе эта отрасль имеет большой потенциал для поступательного развития региона. Учитывая

данные факторы, в декабре 2020 г. на базе Университета был открыт Институт нефтехимической инженерии и экологии, представляющий собой современный образовательный кластер по нефтехимии [6]. На базе данного Института Университет будет осуществлять подготовку бакалавров, магистров, докторов PhD по направлениям нефтегазохимии и экологии, а также проводить научно-исследовательские работы по актуальным проблемам нефтепереработки и нефтехимии.

Стратегическим партнером Университета Атырауским НПЗ был передан прототип установки каталитического риформинга фирмы AXANS, использование которого в учебном процессе поднимет подготовку нефтехимиков на качественно новый уровень. Следует отметить, что аналогов, подобных этой установке, в вузах Казахстана нет.

В целях повышения навыков наклонно-направленного бурения на базе Университета установлено программное обеспечение Geosteering Office, предоставленное ТОО «ADAGA» в рамках партнерства. Оно разработано для сопровождения бурения горизонтальных скважин и сегодня широко применяется на практике многих стран мира, в т.ч. в Казахстане, России, Канаде, США, ОАЭ, странах Латинской Америки и др.

Партнерство с компанией Huawei, мировым лидером в области разработки информационно-коммуникационных технологий (далее – ИКТ), чьи продукты и решения используются более чем в 140 странах мира, дает возможность нашим студентам пройти сертификацию, которая позволит подготовить экспертов высокого уровня, готовых к решению самых сложных технологических задач в максимально сжатые сроки и с наилучшим качеством.

В рамках реализации новых проектов MBA в сфере моделирования экономических последствий климатических явлений в нефтегазовой отрасли подписано Соглашение о партнерстве с Московской школой управления Сколково – школой нового поколения с признанной международной репутацией (далее – Соглашение) [7]. Сотрудничество позволит совместно проводить научные исследования по широким проблемам энергетического менеджмента, перевода экономики на новые источники энергии, а также участвовать в разработке и реализации передовых образовательных

программ в сфере топливно-энергетического комплекса.

Данное Соглашение также позволит привлекать специалистов для мастер-классов, семинаров, тренингов, чтения лекций и научного консультирования обучающихся и молодых исследователей, организовывать стажировки слушателей программ MBA в Центре энергетики МШУ Сколково, а также проводить совместные научно-исследовательские проекты.

Таким образом, работа по дальнейшему развитию партнерских отношений в целях усиления связей с индустрией является стратегически важной задачей Университета.

#### **4. Проблема нехватки и старения кадров с ученой степенью и званием.**

Университетом взят курс на укрепление горизонтальных связей с ведущими вузами Прикаспийского региона. На данный момент 11 государственных вузов России, Азербайджана и Казахстана подписали соглашение о сотрудничестве, в рамках которого создается «Сетевой университет» [8]. Создание такого университета должно способствовать реализации ряда совместных образовательных программ, использованию лучших практик, предоставляющих студентам возможность пройти обучение в двух или более университетах-партнерах. В результате гармонизации академических программ вузов, входящих в круг сетевого университета, активного обмена учебно-методическими материалами, а также широкого привлечения преподавателей из разных вузов-партнеров в учебный процесс будет сделан акцент на качество образования, к которому стремятся все вузы. Также тесное сотрудничество между университетами Прикаспийского региона, особенно в части активного обмена профессорами и ведущими преподавателями, учебно-методическими разработками, должно способствовать сглаживанию проблем нехватки собственных профессоров для повышения качества учебного процесса в краткосрочной перспективе. В долгосрочной перспективе Университет должен уделять особое внимание подготовке преподавателей нового поколения. В данном ключе свою положительную роль должно сыграть открытие докторантуры на базе университета и диссертационного со-

вета, что положит начало развитию новых научных школ в регионе.

### **5. Низкая доля ППС, имеющего производственный опыт работы в индустрии.**

Очевиден тот факт, что ни одна академическая программа не должна создаваться без партнерства и «сверки часов» с индустрией. В университете действует Попечительский совет (далее – Совет), в состав которого входят представители крупных операторов и компаний нефтегазового сектора, который способствует повышению качества подготовки кадров на всех уровнях образовательных программ по востребованным специальностям. Основная задача Совета – обсуждение проблем кадрового обеспечения ведущих отраслей экономики региона, выявление слабых звеньев данного процесса, а также выработка комплексных решений по устранению существующих проблем подготовки квалифицированных кадров в регионе. На Совете обсуждаются проблемы внедрения новых идей и технологий в образовательный процесс, уточняются перспективные направления научных исследований, нацеленных на решение актуальных проблем нефтегазовой отрасли.

На заседаниях Совета к качеству подготовки кадров нефтяного инжиниринга в стенах Университета высокие требования предъявляют такие крупные промышленные предприятия, как Атырауский НПЗ, Тенгизский ГПЗ, Казахский ГПЗ, ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc», ТОО «KLPE», АО «КазТрансОйл», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», ТОО «Завод Полипропилен», компании Worley Parsons, Fluor, «Шеврон-Тексако», ТОО «Полимер Продакшн» и другие. Представители данных компаний вошли в состав Индустриального комитета и вовлечены во все академические и бизнес-процессы Университета. Ведется большая работа по актуальным вопросам научно-образовательного процесса в рамках интеграции «образование – индустрия – наука – бизнес».

### **6. Содержание образовательных программ не «поспекает» за высокими технологиями, применяемыми в современном производстве, особенно в международных нефтяных компаниях.**

Одним из наиболее инновационных методов повышения эффективности деятельности Университета выступает проектный подход, позволяющий укрепить позицию вуза на рынке образовательных услуг и быстро адаптироваться к трансформационным процессам, повысив качество подготовки специалистов по запросу индустрии. В настоящее время создается база основных технических требований, предъявляемых выпускникам Университета, по разным направлениям подготовки кадров на основе запросов компаний региона, наращивается образовательный и интеллектуальный потенциал, уточняются необходимые ресурсы для трансформации образовательного процесса в соответствии с требованиями индустрии. Так, например, в Университете осуществляется профессиональная сертификация студентов по 6 базовым направлениям (работа с механическим оборудованием, электрооборудованием, контрольно-измерительными приборами, работа с телекоммуникационным оборудованием, работа со взрывозащищенным оборудованием, системным кондиционированием), которая позволит выпускникам трудоустроившись в компаниях в соответствии с требованиями в части профессиональной сертификации.

Академическая политика вуза меняется в сторону повышения стандартов качества образования, и контент программ и курсов должен быть ориентирован на приобретение обучающимися производственного опыта уже в стенах университета, следовательно, методы обучения и оценивания требуют системного переосмысления. Перемещение фокуса с оценивания академических достижений на основе теоретических материалов на комплексную оценку опыта предполагает постоянное взаимодействие со всеми работодателями в цепочке «образование – индустрия – наука – бизнес».

Университет участвует в разработке Атласа новых профессий и компетенций для нефтегазовой отрасли Казахстана (далее – Атлас), организационным партнером которого выступает Ассоциация KAZENERGY [9]. Данный Атлас дает представление о ключевых трендах, технологиях и возможных изменениях в отрасли в ближайшие 10–15 лет, а также более точное понимание структуры нефтегазового комплекса, производственной экосистемы и вопросов кадровой политики. Универси-



тет здесь не только выступает как бенефициар результата данного проекта, но и стремится стать Центром компетенций по подготовке специалистов по трансформирующимся и новым профессиям для нефтегазового комплекса страны.

Глобальная пандемия внесла свои коррективы в развитие мировой нефтегазовой индустрии. Имеется множество сценариев восстановления нефтегазового сектора после пандемии, успешность стратегий зависит, конечно же, от управленцев в данной сфере. В Университете начата реализация программы «MBA in Petroleum Engineering», направленная на приобретение необходимых навыков управления ключевыми процессами на энергетическом рынке страны. Учитывая, что общество несет высокую ответственность перед будущим поколением, крупные компании энергетического сектора страны взяли курс на обеспечение устойчивого развития, главным слагаемым которого является постоянное снижение нагрузки на окружающую среду в результате производственной деятельности. В этой связи перед менеджерами крупных компаний стоят задачи повышения устойчивости энергетической системы в условиях преобладания трендов на декарбонизацию. Понимая важность подготовки кадров для обеспечения устойчивого развития, Университет инициировал открытие программы бизнес-образования в области устойчивого развития – «MBA in Sustainable Development», которая является единственной в стране. Цель программы – подготовка управленческих кадров (повышение квалификации линейных руководителей, руководителей среднего и высшего звена) с лидерскими навыками, готовых внести свой вклад в разработку решений, необходимых для создания экологически и социально ответственного бизнеса для общества. Программа предназначена для слушателей, которые хотят изучать и решать проблемы устойчивости общества с междисциплинарной точки зрения, анализировать процессы изменений и управлять ими в краткосрочной и долгосрочной перспективах на местном и глобальном уровнях.

Продолжающийся энергетический переход, возможно, изменит сочетание будущих источников энергии, тем не менее, в обозримом будущем углеводороды по-прежнему будут основным источником удовлетворения мировых потребностей в

энергии. В течение многих последующих десятилетий для разработки и эффективной эксплуатации нефтегазовых месторождений по-прежнему будут требоваться опыт и знания квалифицированных кадров в этой важнейшей отрасли экономики. Даже в случае перевода экономики на чистые источники энергии спрос на квалифицированные кадры не будет снижаться, поскольку возникнет необходимость в перепрофилировании подземных сооружений и хранилищ так, чтобы сделать их пригодными для хранения энергоресурсов нового поколения или безопасного удаления отходов. Известно, что в обозримом будущем актуальными остаются проблемы подземного хранения природного газа, нефти, сжатого воздуха и водорода, утилизации двуокиси углерода, а также вопросы извлечения геотермальных жидкостей и их использования в качестве неуглеводородного источника энергии.

Необходимо отметить, что согласно исследованиям, проведенным на основе данных за 2017 г., 75% парниковых газов приходится на энергетический сектор. За последние 15 лет объемы добычи в нефтегазовом секторе выросли лишь на 30%, а выбросы же парниковых газов от этого сектора экономики увеличились в 1,8 раз [10]. Это означает, что чем дальше, тем сложнее будет выполнять климатические цели, и не только потому, что они будут ужесточаться, но и потому, что операционные аспекты производства в отрасли влекут все более сложные вызовы.

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева разделяет общие ценности политики декарбонизации, где одной из главных задач является поддержание концепции устойчивого развития, которая построена на сбалансированном управлении экономическими, социальными и экологическими ресурсами. В этом контексте в Университете уделяется должное внимание проблеме утилизации промышленных отходов. Данная проблема сегодня стоит остро в целом по стране. В столице сортируется лишь 14% отходов, в регионах данный показатель ещё ниже. Правительством страны поставлена задача довести уровень переработки твердых бытовых отходов до 40% к 2040 г. [11]. Следовательно, подготовка нового поколения кадров для решения данной проблемы – это еще одна проблема, стоящая перед университетом.

Целенаправленные изменения принципов управления в Университете реализуются, прежде всего, через активное внедрение элементов системы проектного управления. Как показали исследования последних лет, проектный метод является эффективным инструментом развития инновационной деятельности вуза в связи с тем, что позволяет укрепить позиции вуза на рынке образовательных услуг за счет быстрой адаптации к изменениям внешней среды, повышения качества и конкурентоспособности выпускников [12]. Как указывает И.И. Мазур и другие авторы [13], в качестве основных преимуществ внедрения проектного управления следует выделить:

- концентрацию всех сфер вуза (образовательной, научной, финансовой, управления и др.) на решение поставленной стратегической задачи;
- усиление личной ответственности каждого руководителя за конкретный результат реализуемого проекта.

В настоящее время все большее количество ученых и практиков, занимающихся вопросами управления, акцентируют свое внимание именно на процессном подходе. Данная тенденция неслучайна, поскольку именно процессный подход, в отличие от функционального, позволяет организации при осуществлении своей деятельности ориентироваться на результат. Это достигается посредством выстраивания взаимосвязанных между собой бизнес-процессов. Кроме того, процессный подход способствует формированию более открытой системы или прозрачной организации, поскольку благодаря выстроенным бизнес-процессам и процедурам представляется возможным каждому сотруднику определить свое место и роль в деятельности организации [14].

Таким образом, главное преимущество проектного подхода – это возможность достижения поставленных целей в сжатые сроки за счет сосредоточения организационных, финансовых и кадровых ресурсов, внедрения четкого алгоритма действий и контроля выполнения промежуточных и конечных сроков реализации проекта. В целом проектный подход как инновационный метод в сфере высшего образования способствует обеспечению преемственности между всеми уровнями управления инновационными процессами, увязывая стратегические инновационные цели государства со стратегией развития

конкретного вуза, которая базируется на специфичных для него стержневых компетенциях, определяющих генерирование конкретных видов инноваций [15].

Нельзя не отметить, что показатель трудоустройства выпускников является одним из основных критериев оценки эффективности деятельности вуза. Сегодня лишь половина высших учебных заведений страны обеспечивает 60% данного показателя. В Атырауском университете нефти и газа данный показатель в 2018 г. составил 74,4%, в 2019 – 70,1%, в 2020 г. – 72,9%. Очевиден тот факт, что потребность рынка в конкретных знаниях, умениях и навыках выпускников должна быть положена в основу образовательных программ, разрабатываемых совместно с индустрией, с учетом рекомендаций работодателей. Поэтому данный вопрос находится в главном стратегическом фокусе каждого вуза.

### **Выводы и заключение**

В XXI веке ответственность университетов перед обществом намного выше, чем это может показаться на первый взгляд. Университет, выполняя миссию драйвера социокультурного и экономического развития региона, должен стать главным звеном подготовки нового поколения специалистов для нефтегазовой отрасли страны.

Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева является единственным специализированным вузом Казахстана по подготовке кадров для нефтегазовой отрасли страны. Понимая общерегиональный характер проблемы подготовки специалистов, руководство университета уделяет большое внимание преодолению разрыва между требованиями работодателей и подготовкой кадров. Наша задача – обеспечить местными квалифицированными кадрами компании региона и крупные инвестиционные проекты как на период их строительства, так и в период эксплуатации. Решение этой задачи позволит активизировать новые направления развития отрасли; усилить фундаментальные и прикладные научные исследования в области энергосберегающих «зеленых» технологий; повысить роль и уровень отечественного инжиниринга и обеспечить кадрами энергетические проекты. В настоящее время университет внедряет образовательные программы, разработанные целевой группой производителей. Увеличена вовлеченность компаний-партнеров

в учебный процесс. Система подготовки кадров, ориентированная на потребности экономики, должна сохранять баланс между спросом и предложением.

### Список использованной литературы

1. Aristovnik A.; Keržič D.; Ravšelj D.; Tomažević N.; Umek L. Impacts of the COVID–19 Pandemic on Life of Higher Education Students: A Global Perspective. – Sustainability, 2020., №12. DOI <https://doi.org/10.3390/su12208438>
2. НАО «Атырауский университет нефти и газа» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://aogu.edu.kz/science/indust\\_com/](https://aogu.edu.kz/science/indust_com/). Дата обращения 20.02.2021.
3. О создании Центра отраслевых технологических компетенции Министерства энергетики Республики Казахстан. – Приказ Министра энергетики РК от 10.02.2021, №52.
4. Total [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.careers.total.com/en>. Дата обращения 20.02.2021.
5. На месторождении Кульсары в Атырауской области создадут учебно-производственный полигон [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.google.kz/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewiZ5ZypfHuAhWJtYsKHbwdBakQFJAGegQIDBAC&url=https%3A%2F%2Fkaztag.kz%2Fru%2Fcontent%2Fna-mestorozhdenii-kulsary-v-atyrauskoj-oblasti-sozdadut-uchebno-proizvodstvennyy-poligon&usq=AOvVaw3MXBN4IMYgiMpYo6s1 F2Cn>. Дата обращения 20.02.2021.
6. Открытие института нефтегазовой инженерии и экологии в Атырау. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://petrocouncil.kz/otkrytie-instituta-neftegazovoj-inzhenerii-i-ekologii-v-atyrau/>. Дата обращения 20.02.2021.
7. Соглашение о намерениях между Московской школой управления «СКОЛКОВО» и НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева». 26 января 2021 г.
8. Caspian Sustainable Development University. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://aogu.edu.kz/caspianhub/>. Дата обращения 20.02.2021.
9. Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kazenergy.com/ru/association/about-on/> Дата обращения 20.02.2021.
10. Казахстан: возможные последствия для бюджета в связи с общемировой тенденцией перехода к более «зеленой» глобальной экономике. – ЕБРР, 2017.
11. В Казахстане намерены до 2040 года довести уровень переработки ТБО до 40%. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vlast.kz/novosti/34274-v-kazahstane-namereny-do-2040-goda-dovesti-uroven-pererabotki-tbo-do-40.html>. Дата обращения 14.02.2020.
12. Луговой Р.А., Лысенко Е.А. Проблемы применения методологии управления проектами в вузе. Территория новых возможностей. – Вестник Владивостокского государственного университета экономики и сервиса, 2013, №5 (23), с. 63–68.
13. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Ольдерогге Н.Г., Полковников А.В. Управление проектами: учебное пособие/. 6–е изд., стер. – М., 2010, 960 с.
14. Бутенко Я.А. Внедрение проектного управления в научную деятельность университета. – Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова, 2013, №09, с. 82–90.
15. Ассорина Г.Ю. Особенности программно-целевого и проектного подхода к управлению инновационной деятельностью вуза. – IDO Science, 2011, №1, с. 2–6.

## МҰНАЙ САЛАСЫНДАҒЫ БІЛІМ – ЖАҢА ШАҚЫРТУЛАР

Г.Т. Шауликова

*Мақалада COVID-19 пандемиясы жағдайында жоғары оқу орындары дамуының негізгі үрдістері қарастырылған. Автор, өзгерген жағдайға байланысты, оқытудың жаңа философиясы мен өзге тәсілдері қажет екенін баса айтады. С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университетінің осы жағдайларға бейімделу тәжірибесі көрсетілген. Университет басшылығы қолданатын жобалық менеджмент іс жүзінде университетті басқаруда өзінің тиімділігін анықтау үшін сынақтан өтуде.*

*Ключевые слова: дағдарыс, білім беру, университеттер, онлайн, индустрия, цифрландыру*

## **NEW CHALLENGES IN OIL EDUCATION**

**G.T. Shakulikova**

*The article discusses the main trends in the development of universities in the context of the COVID-19 Pandemic. The author emphasizes that in the changed conditions require a new philosophy of learning and different approaches. The article presents a case of adaptation to these conditions of Safi Utebaev Atyrau Oil and Gas University. Project management used by the leadership of the university in their practice passes the effectiveness test.*

*Ключевые слова: crisis, education, universities, online, industry, digitalization.*

### **Информация об авторе**

**Шакуликова Гулзада Танирбергеновна** – докт. экон. наук, профессор, Председатель Правления – ректор, [gulzadash@gmail.com](mailto:gulzadash@gmail.com).

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

---

## Требования к статьям научно-технического и производственного журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

### 1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала. Решение о публикации принимается Главным редактором и Редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные Главным редактором и Редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются Авторам без рассмотрения. При сдаче рукописи в редколлегию Авторам рекомендуется указать 3 (трех) потенциальных рецензентов (с полным именем и электронным почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований. Работа направляется на отзыв членам Редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению Редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты (слепое рецензирование); на основании экспертных заключений Главный редактор и 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 редакции, 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. Редколлегия принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (например, «Айтбаев.doc») на электронный адрес редакции [vestnik@kmg.kz](mailto:vestnik@kmg.kz). На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о происшедших 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.

### 2. Требования к статьям

Статья включает в себя индекс УДК, название и текст статьи, резюме, ключевые слова, список литературы, рисунки, таблицы, сведения об авторах. Все страницы рукописи, в том числе таблицы, рисунки следует пронумеровать. Кроме того, каждый рисунок должен быть оформлен в виде отдельного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы и объемные таблицы в формате excel и др. Файлы рисунков и таблиц обозначаются по фамилии первого автора с указанием номера рисунка или таблицы (Айтбаев\_рис1, Айтбаев\_табл2). Также отдельным файлом присылается информация об авторах. Все материалы вносятся в одну папку с названием по фамилии первого автора и архивируются с помощью стандартных архиваторов WinRAR.

Представленные для опубликования материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Статья должна содержать результаты оригинальных научных исследований по актуальным проблемам нефтегазовой отрасли, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Статья сопровождается разрешением на опубликование от учреждения, в котором выполнено исследование. В разрешении указывается отсутствие информации по объектам прав интеллектуальной собственности (в том числе авторских прав, прав на изобретение, полезную модель, промышленный образец, прав на защиту нераскрытой информации от незаконного использования и иных прав), и материалы статьи не влекут нарушения прав интеллектуальной собственности иных лиц.

2. Заголовок статьи должен быть коротким и информативным, по возможности без аббревиатур, особенно если они относятся к узкой тематике. Печатается заголовок прописными буквами шрифтом Arial, 14, полужирный, посередине строки, без отступа, межстрочный интервал – 1,15. Перед заголовком пишется класс универсальной десятичной классификации (УДК) для того, чтобы систематизировать узкое направление статьи.

3. Аннотация на языке статьи приводится в начале статьи перед основным текстом и печатается шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15. Она отражает цель работы, метод или методологию проведения работы, результаты работы, область применения результатов, выводы (объем аннотации не более 300 слов). Перевод аннотации и ключевых слов на английском и казахском языке (в случае статьи на русском языке, если статья на казахском, то перевод аннотации на русском и английском языках) пишется после списка использованной литературы.

4. Ключевые слова – пишутся на одной строке, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15.

5. Нумерация рисунков и таблиц должна быть последовательной. Таблицы и рисунки не должны быть вырезаны из других материалов. Названия должны быть

краткими, но информативными, печатаются шрифтом Arial, размер 12, полужирный, выравнивание – посередине без отступа, межстрочный интервал – 1. Название таблицы пишется сверху таблицы, а название рисунка пишется под рисунком, после названия точка не ставится.

6. Размер шрифта Arial рисунков и таблиц – от 8 до 12. Не использовать в столбцах и строках одинаковую информацию. Лучше вынести ее в преамбулу таблицы или в послетабличную запись, используя шрифт Arial, размер 10.

7. Информация на рисунках должна быть читаемой. При использовании обозначений в подрисуночной/подтабличной надписи дается расшифровка условных обозначений, используя шрифт Arial, размер 12, курсив, межстрочный интервал – 1.

8. Основной текст должен быть логически структурированным. Рекомендуются использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение, список использованной литературы. Печатается шрифтом Arial, размер 12, через 1,15 компьютерного интервала, между словами – 1 пробел, абзац (отступ) – 1,25 см, поля – верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см.

9. Размер статьи – не более 10 стр. (статьи обзорного характера – 15–20 стр.). Рисунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять также, как и текст (шрифт Arial, размер 12), используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

10. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

11. Список литературы должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте и которые приводятся в порядке упоминания в тексте. Список не должен превышать более 20 пунктов, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке один раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление публикаций проводится по ГОСТу 7.1-2003.

---

Оформление статей в периодических журналах:

Фамилия, инициалы авторов, название статьи (без кавычек). – Название журнала (без кавычек), место издания (может быть название издательства), год, номер, страницы.

Оформление монографий:

Фамилия, инициалы авторов, название монографии. – Издательство и место издания, год, общий объем, страницы цитаты.

12. После списка литературы приводятся Название статьи, авторы, резюме и ключевые слова сначала на казахском, потом на английском (это в случае если сама статья подготовлена на русском языке).

Оформление данного материала проводится также, как представлены эти компоненты статьи на основном языке.

13. После этого приводится краткая информация об авторах, включающая ученую степень, звание, должность и организацию, электронную почту. Если авторы статьи работают в одной организации, ее название пишется после всех авторов.

14. В отдельном файле, обозначенном (например, «Айтбаев\_сведения об авторах») приводится более подробная информация, в частности, в обязательном порядке полный почтовый адрес и телефоны всех авторов, а также указание, кто будет вести переписку и отвечать на вопросы редакции.

**Состав редколлегии журнала  
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
<b>Главный редактор</b>	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
<b>Заместители главного редактора</b>	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Главный технический советник Генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
<b>Члены редколлегии</b>	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», 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	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор ТОО «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	Советник при ректорате, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. PhD в области технических 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
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК
Габдуллин Маратбек Түлебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор



Подписано в печать 23.04.2021 г.  
Формат 72x104. Гарнитура Arial.  
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Big Dream»  
010000, г. Нур-Султан, ул. К. Байсеитова, 114/2.  
Тел.: +7 (7172) 28-99-25, 28-99-15, 37-70-74

Республика Казахстан,  
Z05HOB4, г. Нур-Султан,  
пр. Кабанбай батыра, 17,  
тел.: 8 (7172) 579–746,  
e-mail: [vestnik@kmg.kz](mailto:vestnik@kmg.kz)  
site: [kmggen.kz/study](http://kmggen.kz/study)