

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 3 (8) 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 плазмы

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

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

Тел.: +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

website: kmgen.kz

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

Содержание

Нугманов Б.Х.

Геолого-математическое моделирование при решении задачи притока жидкости к боковым горизонтальным скважинам (на примере месторождения Каламкас) 3

Тлешев М.Т., Баймбетов В.А.

PSL-зонирование и подбор материалов насосно-компрессорных труб для месторождений АО «Озенмунайгаз» 11

Галиев А.Ф., Агзамов Ф.А.

Цементно-полимерные материалы для крепления скважин 24

Куликов А.Н., Фен Юкуй, Кадыров Е.А., Турков В.О.

Работы по повышению эффективности заводнения на месторождении Каражанбас 33

Ершиев К.Т., Ахметов Д.А., Айткулов Е.К., Колдей М., Наукенов А.Ж., Таскинбаев М.Ж., Кушербаев Р.Б., Тюлегенов И.А., Бек А.Е., Исламбердиев Ж.А.

Обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления 43

Каирбеков Ж., Сармурзина Р.Г., Джелдыбаева И.М., Суймбаева С.М.

Термокрекинг тяжелой фракции нефтяного остатка в смеси со сланцем 52

Сафаров Ф.Э., Лобанова С.Ю., Елубаев Б.У., Таламанов Н.Е., Сунь Чжидзянь, Исмагилов Т.А., Телин А.Г.

Эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкой нефтью: технологии циклического гелеполимерного заводнения и ASP-воздействие 61

Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И.

Акватермолиз высоковязкой нефти терригенных отложений в присутствии оксида железа (II, III) 75

Канбаева Ж.С.

Анализ эффективности внедрения технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас 82

Тлепиева Ж.М., Шиланов Н.С.

Оценка количественных критериев коллекторов карбонатных пород триасовых отложений 87

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 101

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» . . 104

УДК 622.276.344

ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К БОКОВЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС)

Б.Х. Нугманов

Одним из путей увеличения добычи нефти добывающих скважин является снижение фильтрационного сопротивления призабойной зоны. Наряду с известными способами стимуляции, современными методами обработки призабойной зоны скважины большой интерес вызывает зарезка боковых горизонтальных стволов.

Для месторождения Каламкас был проведен комплекс геолого-геофизических и промысловых исследований, построены корреляционные схемы, позволяющие проследить литологическую выдержанность пласта, уточнены структурные карты и карты разработки, обоснованы мероприятия по выбору скважин для зарезки одного и более горизонтальных стволов, а также проведены гидродинамические расчеты оценки их дебитов.

Ключевые слова: боковой горизонтальный ствол, технологическая эффективность, проницаемость, обводненность, вовлеченные запасы нефти.

В настоящее время во всем мире наблюдается повышенный интерес к использованию горизонтальных скважин (далее – ГС) при разработке месторождений, характеризующихся сложнопостроенными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами нефти [1, 2]. При разработке таких месторождений ГС позволяют охватить периферийные нефтеносные и подгазовые зоны, увеличить дренаж, вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти и существенно увеличить темпы освоения доказанных запасов.

Анализ опубликованного материала показывает, что проведенные теоретические исследования как для однородных, так и однородно-анизотропных сложнопостроенных коллекторов выявили большую значимость ГС при дальнейшей доработке месторождений [1, 3, 4]. Проведенные комплексы геологических, петрофизических, геомеханических и другие исследований показали, что большинство разрабатываемых продуктивных коллекторов нефтяных месторождений Казахстана являются слоисто-неоднородными. Неоднородность как по разрезу, так и по площади разрабатыва-

емых залежей может оказывать существенное влияние на оценку текущих дебитов при освоении горизонтальных скважин. В процессе разработки на нефтяных месторождениях выделяют 4 стадии, и в поздней стадии разработки месторождений с поддержанием пластового давления необходимо своевременно решать комплекс взаимосвязанных геолого-промысловых задач, направленных на увеличение темпов отбора нефти, коэффициента нефтеотдачи, уменьшения обводненности добывающих скважин, выравнивания фронта закачиваемой воды и т.д.

Одним из путей увеличения добычи нефти добывающих скважин является снижение фильтрационного сопротивления призабойной зоны. Наряду с известными способами стимуляции, современными методами обработки призабойной зоны скважины (далее – ПЗС) большой интерес вызывает зарезка боковых горизонтальных стволов (далее – БГС).

Зарезку боковых горизонтальных стволов можно рассматривать как новый метод реабилитации месторождения, находящегося в поздней стадий разработки, который

с экономической точки зрения более рентабелен по сравнению с бурением новых эксплуатационных вертикальных скважин.

Рассмотрим геолого-промысловые условия выбора блоков и первоочередных участков на м. Каламкас для применения

горизонтальных и горизонтальных многоствольных технологий.

Схемы траекторий горизонтального участка скважин № 1, 2 и 3 м. Каламкас показаны рис. 1–3.

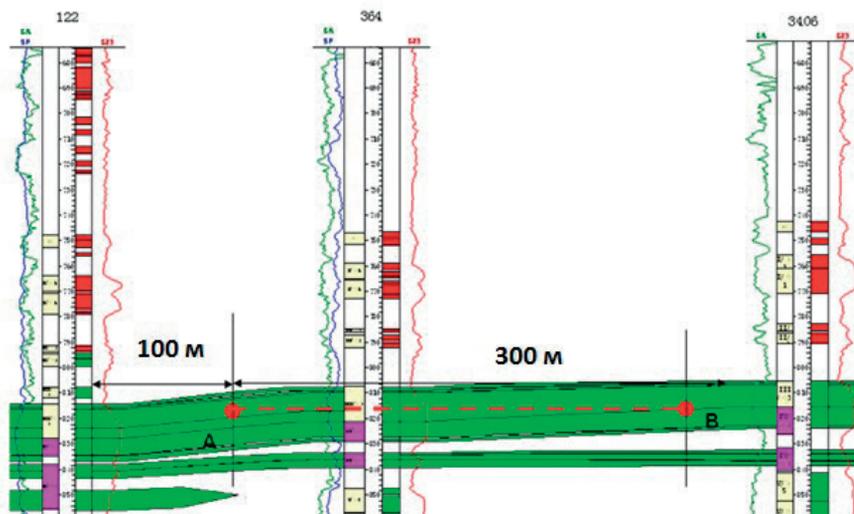


Рисунок 1. Схема траектории горизонтального участка скв. № 1

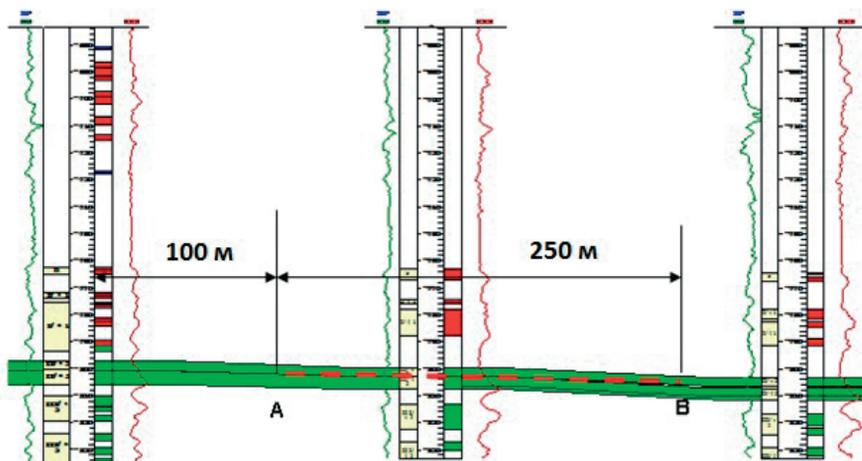


Рисунок 2. Схема траектории горизонтального участка скв. № 2

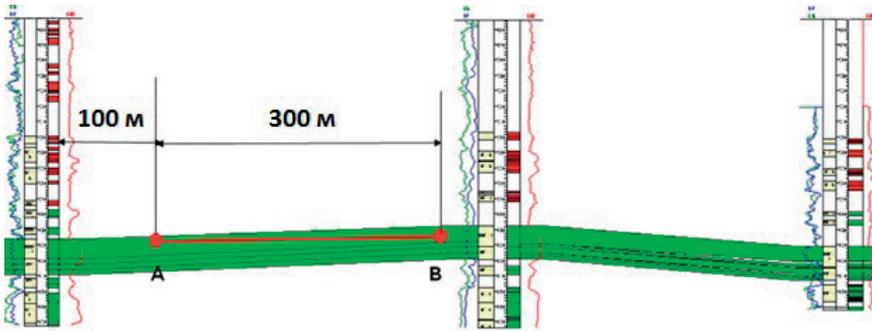


Рисунок 3. Схема траектории горизонтального участка скв. № 3

Для решения задачи притока жидкости к горизонтальным стволам по указанным на рис. 1–3 траекториям можно представить в общем виде схемы (рис. 4).

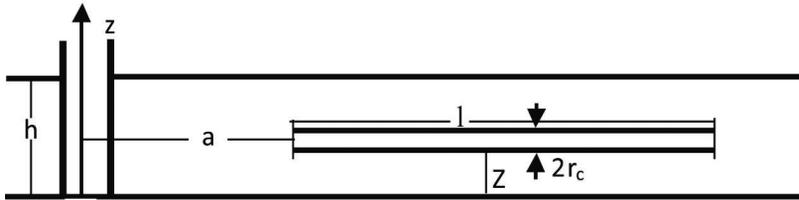


Рисунок 4. Схема сечения пласта плоскостью, проходящей через оси вертикальной и боковой горизонтальной скважины

h – толщина пласта, l – длина горизонтального ствола, a – расстояние от устья до начала участка горизонтального ствола

При сравнении схемы на рис. 4 с траекториями горизонтальных стволов скважин, представленных на рис. 1–3, мы видим, что для скв. № 1 и 3 $a = 100$, $l = 300$ м, а для

скв. № 2 – $a = 100$, $l = 250$ м.

Проекция таких скважин на плоскости подошвы пласта будет иметь вид, изображенный на рис. 5.

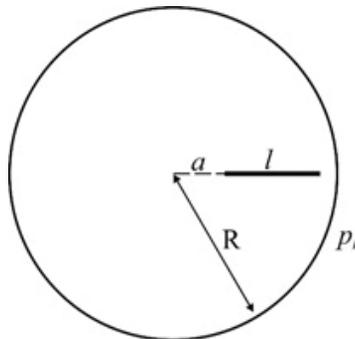


Рисунок 5. Схема проекции сечения кругового пласта плоскостью, проходящей через ось горизонтального участка скважины

Рассмотрим решение гидродинамической задачи притока жидкости [2] к скважине с БГС в общем виде, показанной на рис. 4 и 5.

Дебит рассмотренной боковой горизонтальной скважины получим как разность

дебитов двух боковых ГС, одна из которой является добывающей с длиной ствола $a+l$, а другая нагнетательной с длиной ствола a .

Приток жидкости к горизонтальной скважине с длиной ствола $a+l$ и дебитом Q_1 имеет вид (1):

$$p_k - p_c = \frac{\mu Q_1}{2\pi k h} \left\{ \ln \frac{A_1 r_k}{l+a} + \frac{h}{(l+a)} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right] \right\} \quad (1)$$

где: k – коэффициент проницаемости пласта, h – толщина пласта, μ – коэффициент вязкости жидкости, p_k – значение давления на контуре питания, p_c – среднее значение давления на стволах (забоях) горизонтальных скважин, R – расстояние до

контура питания, т.е. в данном случае расстояние до середины расстояния между рассмотренной и близлежащей (соседней) скважинами.

Из этой формулы дебит Q_2 определяем в следующем виде (2):

$$Q_1 = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{A_1 r_k}{l+a} + \frac{h}{(l+a)} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (2)$$

а формула с расходом жидкости Q_2 горизонтальной скважины с длиной ствола a , имеет вид (3):

$$p_k - p_c = -\frac{\mu Q_2}{2\pi k h} \left\{ \ln \frac{A_1 r_k}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right] \right\} \quad (3)$$

Из этой формулы определяем (4):

$$Q_2 = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{A_1 r_k}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (4)$$

Вычитая из уравнение (2) уравнение (4) и обозначив $Q_1 - Q_2 = Q$, для дебита сква-

жины с боковым горизонтальным стволом, схема которой показана на рис. 4, получим формулу:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_k - p_c)}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} - \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi r_c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \right\} \quad (5)$$

Дебит скважины с одним БГС на основании формулы (5) и схемы на рис. 5, с целью проведения гидродинамических расчетов удобно написать в следующем виде (6), (7):

$$Q = G^*(x_2 - x_1), \quad (6)$$

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu}, \quad (7)$$

где

$$x_2 = \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]}, \quad x_1 = \frac{1}{\ln \frac{A_1 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \quad (8)$$

Отметим, что все выше полученные формулы относятся к случаю определения технологических показателей разработки после проведения первой БГС.

Проведенные в одной и той же скважине две БГС, проекция скважины на подошву пласта после этого имеет вид, показанный на рис. 6.

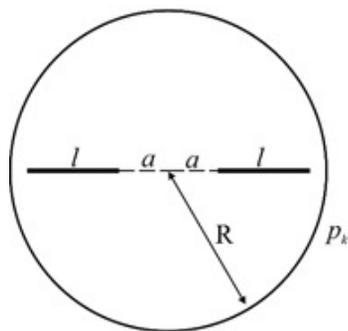


Рисунок 6. Схема проекции сечения кругового пласта плоскостью, проходящей через оси двух разветвленно-горизонтальных скважин на подошву пласта

Требуется определить объемы дополнительной добычи нефти в результате проведенных двух БГС.

Отметим, что и в этом случае формула притока жидкости к скважине будет иметь

вид формулы (5) с той разницей, если для рис. 5 коэффициент $A_1=3,1422$, то для рис. 6 будет коэффициент $A_2=2,0828$. Таким образом, формула немного изменится, в частности, будет формула (9):

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} - \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0/h)} \right]} \right\} \quad (9)$$

С целью проведения гидродинамических расчетов, как в случае вычисления по формуле (5), примем следующие обозначения (10), (11):

$$Q = G^*(y_2 - y_1) \tag{10}$$

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} \tag{11}$$

где

$$y_2 = \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{l+a} + \frac{h}{l+a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0 / h)} \right]}, \quad y_1 = \frac{1}{\ln \frac{A_2 R}{a} + \frac{h}{a} \ln \left[\frac{h}{2\pi c} \frac{1}{\sin(\pi z_0 / h)} \right]} \tag{12}$$

В формулах (1)–(8) параметр $A_1 = 3,1422$, а в формулах (9)–(12) $A_2 = 2,0828$.

С целью проведения гидродинамических вычислений примем геолого-промысловые характеристики пласта в следующем виде:

ских вычислений примем геолого-промысловые характеристики пласта в следующем виде:

$$h = 20 \text{ м}, k = 0,3 * 10^{-12} \text{ м}^2, \mu = 3 * 10^{-3} \text{ Па} * c, p_k - p_c = 5 \text{ МПа} = 5 * 10^6 \text{ Па}$$

Для этих значений параметров:

$$G = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu} = \frac{2 * 3,1416 * 0,3 * 10^{-12} \text{ м}^2 * 20 \text{ м} * 5 * 10^6 \text{ Па}}{3 * 10^{-3} \text{ Па} * c} = 62,832 * 10^{-3} \text{ м}^3 / c = 5428,682 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

По формулам (5)–(8) и (9)–(12) произведены гидродинамические вычисления и определены значения следующих выражений:

- для скв. № 1 и № 3 $a=100 \text{ м}, l=300 \text{ м}$ получили:

$$k_1 = \frac{0,547}{0,357} = 1,532$$

- для скв. № 2 $a=100 \text{ м}, l=250 \text{ м}$ получили:

$$k_2 = \frac{0,440}{0,297} = 1,481$$

Коэффициенты k_1 и k_2 показывают, во сколько раз увеличится дебит скважины в результате проведения БГС.

двух БГС, то дебиты (по жидкости) увеличились бы 1,532 раза, а на скв. № 2 ее дебит увеличился бы в 1,481 раза.

Результаты проведенных гидродинамических расчетов показывают, что если в скв. № 1 и № 3 были бы проведены зарезки

Результаты сопоставления фактических данных зарезки БГС по ряду скважин м. Каламкас представлены в табл. 1.

Таблица 1. Фактические данные после проведения одного мероприятия по ББГС

№ п/п	№ скв.	Горизонт, намеченный для бурения ББГС*	Дата пуска после бурения ББГС	До проведения ББГС		В первый месяц после проведения ББГС		За декабрь 2011 года		Доп. добыча нефти в результате проведения ББГС	
				$Q_{эс}$	Q_n	$Q_{эс}$	Q_n	$Q_{эс}$	Q_n		ΣQ_n
				т/сут							
1	2	Ю-II	03.02.2011	29,3	4,7	76,3	33,0	108,3	44,6	12340,3	
2	1	Ю-III	05.03.2011	33,6	2,6	76,3	69,9	142,4	49,2	13602,3	
3	3	Ю-III	11.06.2011	б/д**		84,1	51,0	49,4	20,8	4810,1	

** б/д – нет данных

Таблица 2. Ожидаемое увеличение дебитов скважин после проведения двух мероприятий по БГС и ББГС

№ п/п	№ скв.	Горизонт, намеченный для ББГС	Дата пуска после бурения БГС	До проведения ББГС		В первый месяц после проведения ББГС		За декабрь 2011 года		Доп. добыча нефти в результате проведения ББГС	
				$Q_{эс}$	Q_n	$Q_{эс}$	Q_n	$Q_{эс}$	Q_n		ΣQ_n
				т/сут							
1	2	Ю-II	03.02.2011	29,3	4,7	76,3	33,0	108,3	44,6	12340,3	
После второй БГС				43,4	6,96	113,0	48,9	160,4	66,1		
2	1	Ю-III	05.03.2011	33,6	2,6	87,8	69,9	142,4	49,2	13602,3	
После второй БГС				51,5	4,0	134,5	107,1	218,2	75,4		
3	3	Ю-III	11.06.2011	Б/Д		84,1	51,0	49,4	20,8	4810,1	
После второй БГС						128,8	78,1	75,7	31,9		

Таким образом, по м. Каламкас был проведен комплекс геолого-геофизических и промысловых исследований, построены корреляционные схемы, позволяющие прослеживать литологическую выдержанность

пласта, уточнены структурные карты и карты разработки, обоснованы мероприятия по выбору скважин для зарезки одного и более горизонтальных стволов, а также проведены ГД расчеты оценки их дебитов.

Список использованной литературы

1. Бейсеков С.С. Извлечение остаточной нефти из выработанных месторождений. – Аналитический журнал «PETROLEUM», Алматы, 2015, № 3 (93), с. 27–29.
2. Велиев М.Н. Создание и развитие гидродинамических методов разработки нефтегазовых месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин. – Баку, 2008, 221 с.
3. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – Бурение и нефть, Москва, 2012, № 08, с. 29–32.

4. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011, с. 4–9.

5. Мамедов Г.А., Велиев М.Н., Мусаев С.Ф., Гамидова Г.Г. Исследование влияния профиля и степени несовершенства скважины на ее продуктивность. – Proceedings, Баку, 2009, № 12, с. 59–65.

БҮЙІРЛІК КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМА ОҚПАНЫ БОЙЫНА СҰЙЫҚ АҒЫНЫН ШАҚЫРУҒА АРНАЛҒАН ЕСЕПТЕУЛЕРДІ ГЕОЛОГИЯ-МАТЕМАТИКАЛЫҚ ТҰРҒЫСЫНАН МОДЕЛДЕУ

Б.Х. Нұғманов

Өндіру ұңғымаларынан алынатын өнім көлемін арттырудың жолы ретінде өнімді қабаттың кенжар аймағында фильтрациялық кедергілерді төмендету болып табылады. Сонымен қатар, қазіргі таңда, өнімділікті арттырудың белгілі тәсілдерінен бөлек ұңғы бойынан көлденең оқпан ашу әдісі мұнай арттыру бағытында зор қызығушылық танытады.

Қаламқас кен-орнында жүргізілген жұмыстар барысында кешенді геология-геофизикалық және өндірістік зерттеулер жүргізіліп, қабаттардың литологиялық тұрақтылығын бақылау мақсатында корреляциялық сұлбалар тұрғызылды, кен-орнының құрылымы мен игеру карталары нақтыланды, және де көлбеу ұңғыма оқпанын таңдау жұмыстары жүргізіліп, өнім көлемін бағалау үшін гидродинамикалық есептеулер жасалды.

Түйін сөздер: бүйірлік көлденең оқпан, технологиялық тиімділік, өткізгіштік, сулану, алынатын мұнай қорлары.

APPLYING GEOLOGICAL AND MATHEMATICAL MODELING TO PREDICT FLUID INFLUX IN HORIZONTAL WELLS (THE CASE OF KALAMKAS OIL FIELD)

B.H. Nugmanov

One of the ways to increase well oil production is to reduce the filtration resistance of the bottom-hole zone. Along with well-known stimulation methods, such as modern methods of treating well's bottom-hole zone, side tracking (drilling of lateral horizontal boreholes) is of great interest.

The following works have been implemented Kalamkas field: a complex of geological, geophysical and field exploration; correlation schemes to track the lithology of the formation; clarifying structural maps and engineering maps; justifying activities to select one or more wells for horizontal drilling; hydrodynamic calculations and estimating their flow rate.

Key words: horizontal side tracks, technological efficiency, permeability, water cut, oil reserves involved.

Информация об авторе

Нугманов Бекболат Хасанұлы – директор департамента по геологии, nugmanov_b@kaznipi.kz.

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

УДК 620.169.1

PSL-ЗОНИРОВАНИЕ И ПОДБОР МАТЕРИАЛОВ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ОЗЕНМУНАЙГАЗ»

М.Т. Тлешев, В.А. Баймбетов

Актуальность данной работы вызвана необходимостью снижения операционных затрат в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» в целом и в АО «Озенмунайгаз» в частности путем увеличения срока службы используемых насосно-компрессорных труб. В связи с этим целью исследований и испытаний являлся подбор оптимального материала насосно-компрессорных труб для каждой группы скважин. Правильное группирование скважин (PSL-зонирование) также является важным для подбора оптимального материала насосно-компрессорных труб. В статье указаны методология и характеристика для распределения скважин по группам (PSL-зонирование), анализ причин (протирание, коррозия), способствующих быстрому износу насосно-компрессорных труб на месторождениях АО «Озенмунайгаз», и рекомендации для их решения.

Ключевые слова: межремонтный период, наработка на отказ, насосно-компрессорные трубы, глубинно-насосное оборудование, опытно-промышленные испытания, АО «Озенмунайгаз», часто ремонтируемый фонд, PSL-зонирование.

Введение

На сегодняшний день одной из основных проблем на месторождении Узень является процесс коррозии и истирания насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), который приводит к негативным последствиям при нефтедобыче. В связи с этим в АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) на данный момент самые низкие показатели межремонтного периода (далее – МРП) и наработки на отказ (далее – ННО) в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ), что требует нового подхода для решения давних проблем. На предприятии ОМГ были инициированы параллельно опытно-промышленные и стендовые испытания по исследованию и подбору коррозионно-стойких материалов НКТ. Для определения наилучшего типа НКТ, подходящего к условиям месторождений ОМГ, проводи-

лись стендовые испытания материалов на коррозию в лаборатории Intertek (г. Манчестер) [1].

По состоянию на 2020 г. на месторождениях ОМГ продолжительность МРП в среднем составляет 74 дня при количестве ремонтов 10 429 ед. без геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) и 15 975 с ГТМ. Существует множество факторов, влияющих на такой низкий показатель продолжительности МРП. Одним из основных факторов, негативно влияющих на продолжительность МРП, является отказ глубинного оборудования из-за негерметичности лифта, обусловленного протиранием (механическое разрушение) и коррозией труб, приводящих к потере целостности колонны НКТ. 53% от общего количества отказов составляют отказы по НКТ и насосные штанги (далее – НШ) (рис. 1 и 2).

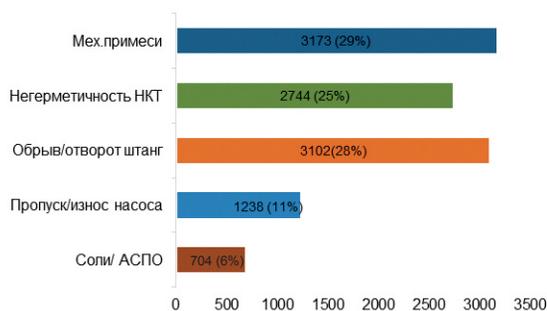


Рисунок 1. Количество преждевременных отказов за 2020 г. по разным причинам

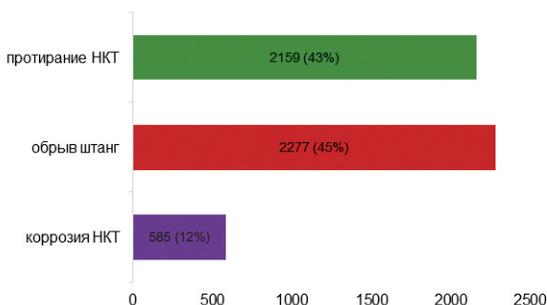


Рисунок 2. Распределение количества отказов НКТ и насосных штанг за 2020 г.

В связи с этим ОМГ инициировал работы по исследованию и подбору коррозионно-стойких материалов НКТ [1] и опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) НКТ разных марок сталей и групп прочности [2].

Анализ причин протирания

Были разработаны информационные отчеты [4–6] по результатам оценки коррозии НКТ на месторождениях ОМГ. Согласно отчетам, определены следующие проблемы, влияющие на протирание глубинного насосного оборудования (далее – ГНО):

- истирание или протирание НКТ происходит в результате трения штанг и муфт о

стенки труб при длительной их работе в искривленных скважинах (рис. 3). В процессе истирания НКТ штангами глубинного насоса при возвратно-поступательном движении и в присутствии агрессивной среды (H_2S , CO_2 , Cl^-) усиливается фреттинг-коррозия, которая развивается за счет электрохимического разрушения. В зоне контакта металлов образуются продукты коррозии (карбонат железа, сульфид железа, оксиды и т.д.), из-за которых активизируется механический износ. Далее происходит разрыхление и разрушение продуктов коррозии под воздействием штанг. После этого протекает ускоренная коррозия металла из-за воздействия агрессивной среды.



Рисунок 3. Схема истирания

- контакт между НКТ и НШ можно объяснить кривизной ствола скважины, (рис. 4). В связи с чем в 2019 г. проводились исследования кривизны скважин гироскопом в 225 скважинах [7]. По данным гироскопа в 24% интервалов наблюдается искривление ствола скважины более 3° , по данным инклинометрии – в 23%;

- подбор материала в условиях возвратно-поступательного контакта насосных штанг и НКТ не даст значимых результатов. На 2019 г. проведены ОПИ НКТ из коррозионностойкой стали 25ХМФА, и ННО составила 40 дней на скв. № 2506 (рис. 5), а с защитным покрытием МРАG96 (рис. 6) ННО составила 87 дней.

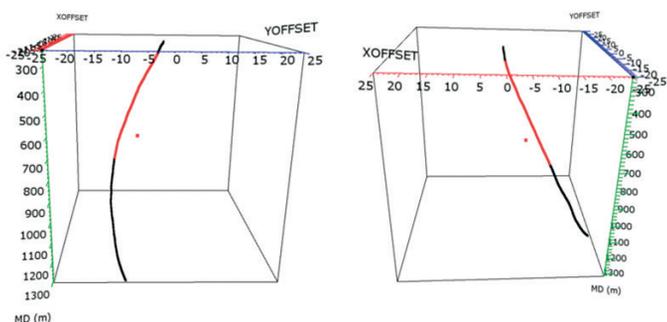


Рисунок 4. Искривлённая скв. № 3626 в 3D модели

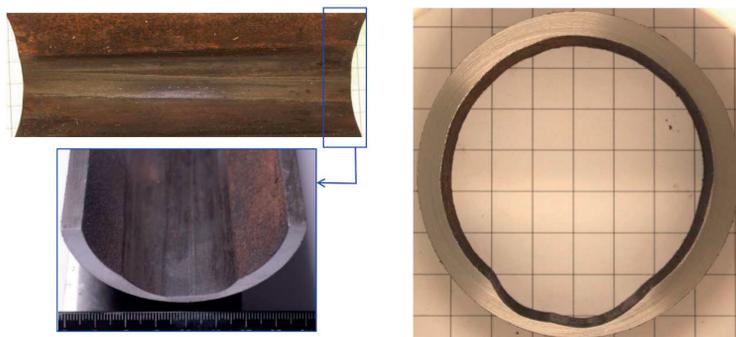


Рисунок 5. Утончение стенки фрагмента НКТ из стали марки 25ХМФА из скв. № 3231



Рисунок 6. НКТ с защитным покрытием МРАG96 из скв. № 6908

• при обводненности выше 90% в скважинах образуется эмульсия типа «нефть в воде». Это сопровождается резким ростом утечек в соединениях труб, износом штанговых муфт и внутренней поверхности труб, снижением усталостной прочности штанг. Штанги при ходе вниз вытягиваются под воздействием статической нагрузки колонны жидкости, а при ходе вверх – сжимаются (т.к. вес жидкости переносится на колонну штанг и плунжер). Поскольку отсутствуют якоря, колонна НКТ

может совершать спиралевидные движения относительно колонны насосных штанг. Также следует отметить то, что образованная водонефтяная эмульсия может привести к вязкому сцеплению насоса и изгибу по всей длине колонны штанг, что приводит к истиранию внутренней стенки НКТ.

Анализ причин коррозии

Согласно отчетам [4–6], процесс коррозии на месторождениях ОМГ можно показать схематически (рис. 7):

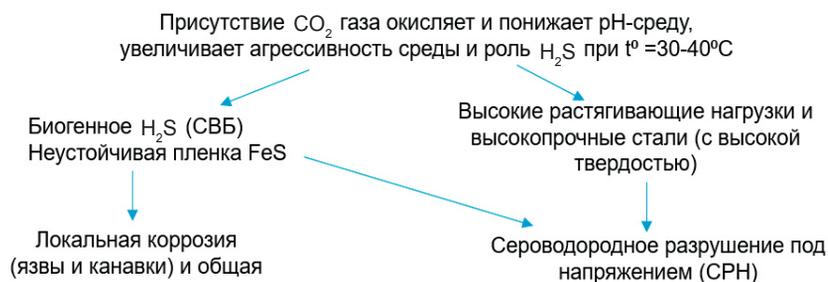


Рисунок 7. Схема коррозии

Закачка сточной и морской воды, не прошедшей биохимической обработки, привела к появлению сульфатвосстанавливающих бактерий (далее – СВБ) в количестве 1000–100000 клеток/мл, железобактерий, тионовых бактерий и углеводородокисляющих бактерий. Существенным фактором, способствующим стимуляции сульфаторедукции на м. Узень, является закачка холодной морской воды, что привело к снижению температуры в призабойной зоне нагнетательных скважин с $80-100^\circ\text{C}$ до $32-36^\circ\text{C}$ и к формированию активного биоценоза СВБ [8].

СВБ представляют наибольшую коррозионную опасность среди бактерий. Коррозия, происходящая в присутствии СВБ, характеризуется определенными признаками. На металлической поверхности появляются отложения в виде темной корки и рых-

лых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидроксидов железа, включая многочисленные колонии СВБ. Отсюда следует, что процесс сероводородной коррозии стали в водных растворах, стимулируется не только H_2S и HS^- (гидросульфид), но и продуктами коррозии – сульфиды железа Fe_xS_y . Сульфид железа по отношению к железу и стали является эффективным катодом, т.е. обладает более положительным потенциалом, чем сталь. Разница в потенциалах может составлять от 0,2 до 0,4 В [9]. Это обычно приводит к образованию глубоких точечных поражений в виде питтингов, скорость образования которых растет во времени, и сквозная перфорация металла может возникнуть уже через несколько месяцев, о чем свидетельствуют низкие показатели МРП на месторождениях ОМГ (рис. 8).



Рисунок 8. Питтинговая коррозия. Сталь марки N80 Q API 5CT PSL1 из скв. № 3626

Все вышеперечисленные виды бактерий участвуют в жизнедеятельности СВБ или же самостоятельно выделяют агрессивные агенты, усиливающие сероводородную и общую коррозию. К наиболее значимым факторам для жизнедеятельности бактерий относятся условия обитания микроорганизмов:

- состав и степень минерализации вод,
- температура,

- pH среды. Минерализация среды оказывает существенное влияние на жизнедеятельность СВБ.

СВБ встречаются только в тех водах, где значение катионного коэффициента $K = (Ca^{2+} + Mg^{2+}) / (K^+ + Na^+)$ – не превышает 0,36–0,40 [9]. На рис. 9 представлена зависимость между ремонтами скважин и катионным коэффициентом на м. Узень.

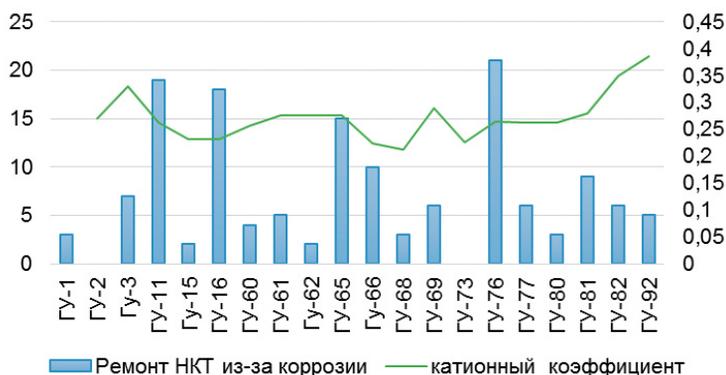


Рисунок 9. Зависимость между ремонтами скважин и катионным коэффициентом

Катионный коэффициент < 0,4, pH 5–7, обводненность > 90%, закачка холодной сточной и морской воды и снижение температуры пласта до $t^{\circ} = 30\text{--}40^{\circ}\text{C}$ создают идеальные условия на м. Узень для развития группы бактерий.

FeS отравляет поверхность металла, способствует развитию электрохимической коррозии, где FeS(катод)/Fe(анод) насы-

щается атомами водорода за счет H_2S , что приводит к охрупчиванию (сероводородному разрушению под напряжением) сталей класса прочности 2 по API 5CT стандарту L80 тип 9Cr, L80 тип 13Cr, C90, T95 и C110 или водородному растрескиванию мягких сталей класса прочности 1 – H40, J55, K55, K72, N80 тип 1, N80 тип Q; Д и Е по ГОСТ 633-80. Следует отметить, что выявлены

случаи сероводородного разрушения под напряжением (далее – СРН) сталей класса прочности 1 в зависимости от качества

(химический состав, твердость, термообработка, и т.д.) изготовленной продукции (рис. 10). [4].

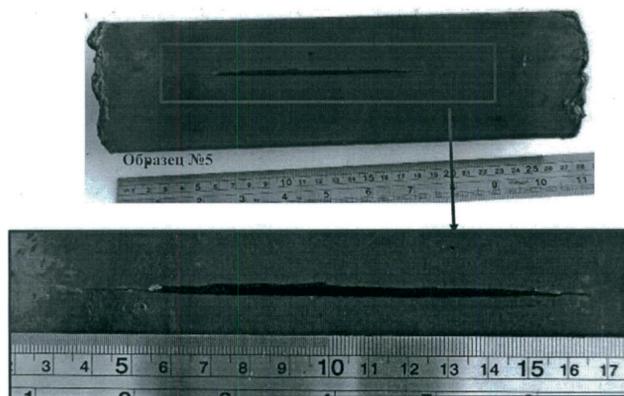


Рисунок 10. Сероводородное разрушение под напряжением (СРН) в НКТ

Среда месторождений ОМГ содержит повышенную концентрацию CO_2 , соответственно, одним из ведущих механизмов

коррозии является углекислотная коррозия (продукт коррозии FeCO_3) (рис. 11) [5].

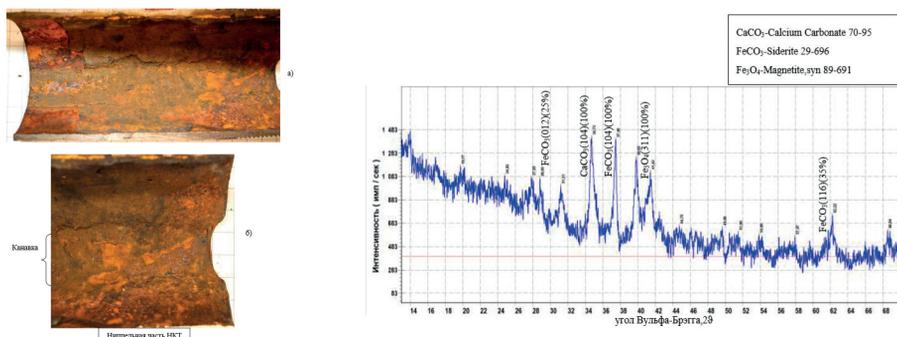


Рисунок 11. Внутренняя поверхность фрагмента НКТ, подверженная углекислотной коррозии

PSL-зонирование

Для решения проблем негерметичности НКТ на скважинах ОМГ предлагается адресный подход применения футерованных НКТ, НКТ с внутренним покрытием или НКТ из коррозионностойкого материального исполнения. В связи с этим актуальным становится вопрос зонирования скважин по степени осложнённости и градации по уровням требований к изделиям

PSL (англ. product service level – «уровень обслуживания продукта»). Это должно способствовать повышению качества трубной продукции, адресному подходу к затратам средств и ресурсов в зависимости от уровня сложности конкретной скважины, а также внедрению практики технической квалификации поставщиков и усилению входного контроля продукции.

Работа по PSL зонированию и подбору материалов НКТ должна проводиться пе-

риодично. С помощью PSL зонирования скважин можно увеличить МРП на 66 дней, а ННО НКТ – до 365 дней и выше за счет сокращения отказов по истиранию и коррозии, а также снизить оборот НКТ за счет снижения отбраковки и увеличения срока службы [3].

В информационном отчете [3] представлены результаты по зонированию скважин по уровню требований к НКТ на основе API 5CT методологии PSL.

PSL3 – особые требования к НКТ на осложненных скважинах, где отказы из-за протирания НКТ случаются более 2 раз в год, или наличие активной сероводородной

и углекислотной коррозии (рис. 12).

PSL2 – требования к НКТ на скважинах со средней осложненностью, где количество отказов из-за протирания НКТ равно одному разу в год, или наличие сероводородной и углекислотной коррозии (рис. 12).

PSL1 – НКТ с минимальными требованиями, эксплуатируемые на неосложненном фонде скважин (рис. 12).

Для каждой PSL-зоны подбирается соответствующий материал НКТ. На рис. 12 представлены PSL-зоны с рекомендуемыми к применению НКТ с соответствующими требованиями к металлу – единые технические требования (далее – ЕТТ).

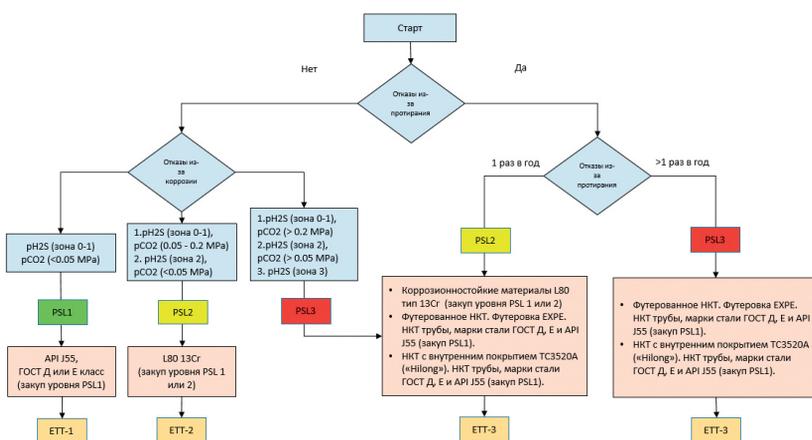


Рисунок 12. Подбор PSL, материалов и ЕТТ на основе отказов по истиранию

Согласно API-концепции заказчик определяет уровень технических требований PSL. Для этой цели на рис. 12 приведена схема по подбору PSL-уровней. В случае необходимости заказчик имеет право ужесточить требования при подборе PSL-уровня для НКТ.

Заказчик является ответственным за то, что изделия выбранной группы прочности подходят для предполагаемых условий эксплуатации:

- необходимо знать отказы из-за негерметичности НКТ труб по причине коррозии или эрозии/истирания внутренних стенок труб насосными штангами за календарный год;
- в скважинах с отказами по причине сероводородной коррозии необходимо определить зону агрессивной среды на основе данных по содержанию H_2S в газе и рН, согласно

стандарту СТ РК ИСО 15156-2-2011 [12]. В качестве альтернативы можно использовать данные по скорости коррозии;

- после определения PSL-уровня заказчиком подбирается соответствующий материал с указанием на ЕТТ, как это показано на рис. 12.

Итоги анализа результатов лабораторных испытаний и ОПИ

В Программу испытаний [1] вошли испытания на динамическую коррозию при повышенной температуре и давлении, имитирующие условия месторождений ОМГ, испытания на точечную/щелевую коррозию и испытания на коррозионное растрескивание в соответствии со Стандартом NACE TM-0177 [13].

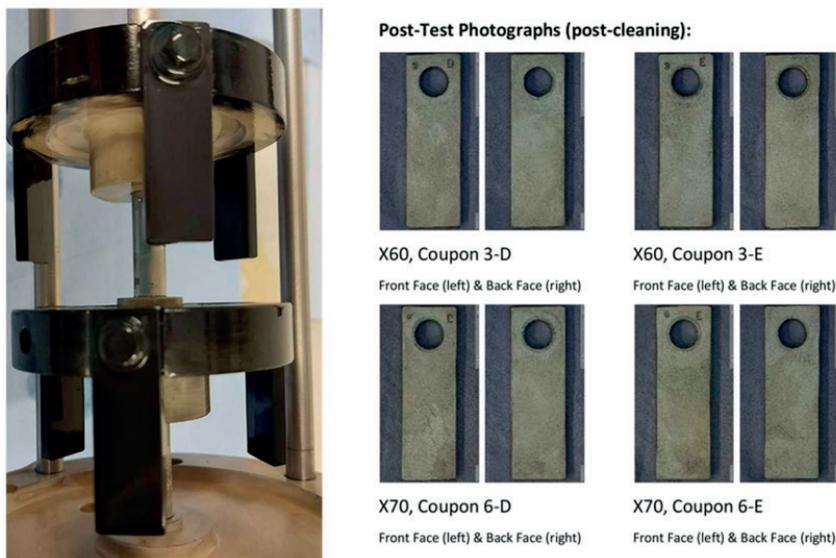


Рисунок 13. Вращающаяся клеть (rotational cage)

Лабораторные испытания проводились в лаборатории компании Intertek P&IA (рис. 13), одной из ведущих независимых лабораторий по коррозии в нефтегазовом секторе во всем мире. По итогам испытания определено следующее:

- Углеродистые стали ОСТГ (трубы нефтегазовой отрасли) ГОСТ Д и API J55 показали более высокую скорость коррозии при увеличении содержания сероводорода. В целом между указанными двумя классами выявлена небольшая разница в отношении коррозионных характеристик;
- выявлено, что стали ОСТГ 1Сг и 3Сг по сравнению с другими исследованными материалами имеют существенные различия в характеристиках. Средние значения скорости коррозии для этих сталей с низким содержанием хрома часто были выше, чем для углеродистых сталей (ГОСТ Д или API J55). Кроме того, стали с низким содержанием Сг имели тенденцию к локальному разрушению в виде точечной коррозии или полупассивной/мейза-коррозии. Из чего следует, что максимальная скорость разрушения для хромированных сталей может быть значительно выше, чем предполагают общие скорости коррозии (потеря веса). Из-за тенденции к локальному разрушению в кислой среде, стали

марок 1Сг и 3Сг будут иметь значительно меньшее время наработки на отказ, чем углеродистые стали.

- поскольку материалы НКТ L80-13Сг и S13Сг (Супер 13 хром) имеют повышенную стойкость к коррозии, было решено провести испытание в двух условиях. Оба материала показали очень хорошие результаты в пределах условия М-М «средний – средний» (31,6 мбар H_2S – 2,42 бар CO_2);
- L80-13Сг практически обеспечивает нулевую скорость коррозии, однако в промышленных условиях срок службы может быть ограничен эрозией, например, износ насосной штанги к НКТ;
- при испытании с высокими концентрациями сероводорода и углекислого газа Н-Н (0,32 бар H_2S – 4,08 бар CO_2). на теле материала L80-13Сг были обнаружены очень серьезные питтинги (87 и 137 нм);
- материал S13Сг производства Tenaris не прошел испытание на сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (далее – СКРН) согласно Стандарту NACE TM0177, поскольку в нескольких местах данного материала были обнаружены трещины СКРН, тогда как материал L80-13Сг прошел данный тест без наличия признаков СКРН.

Таким образом, учитывая результаты испытаний и приемлемую стоимость, в качестве предпочтительного материала для применения на месторождениях ОМГ был выбран L80-13Cr.

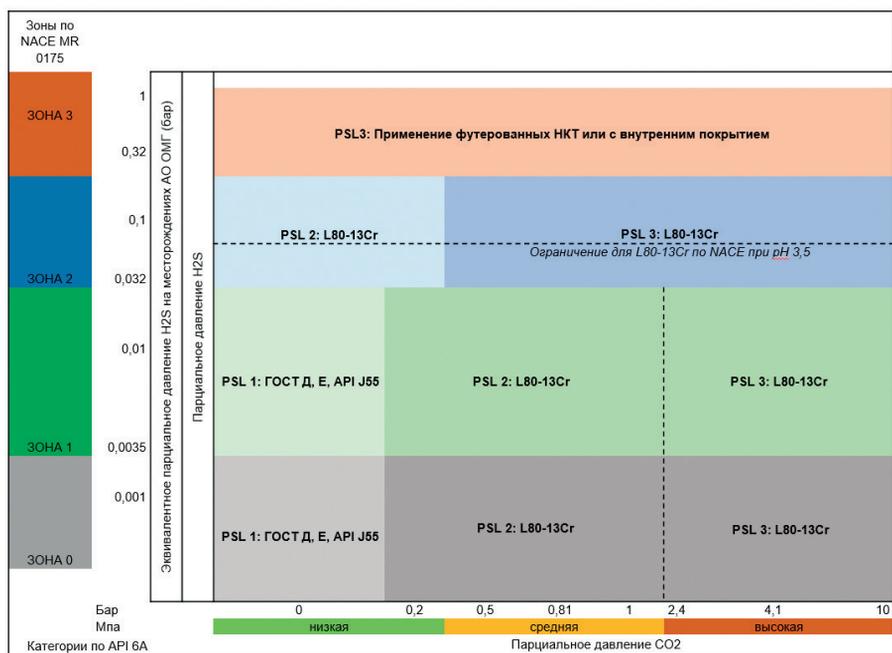
Рекомендации по выбору материалов

Для условий месторождений ОМГ рекомендуются следующие варианты выбора материалов:

- углеродистые стали ГОСТ Д или API J55 с применением ингибиторов коррозии или без применения, принимая во внимание ограничения по сроку эксплуатации;
- L80-13Cr обладают существенно длительным сроком службы, который может быть ограничен другими факторами,

не связанными с коррозией. Мартенситные нержавеющие стали – лучшие варианты сплавов, способные предложить существенное улучшение коррозионной стойкости. Марки стали L80-13Cr рекомендуются как более экономичный (рациональный) вариант;

- для условий месторождений ОМГ в целях выбора лучшего материала, по сравнению со стандартными углеродистыми сталями (ГОСТ Д или API J55), не рекомендуется использовать марки 1Cr или 3Cr;
- согласно методике, представленной на рис. 12, была разработана матрица по подбору материалов для месторождения ОМГ (рис. 14–15).



L-L (низкий H_2S – низкий CO_2) $pH_2S=0,35кПа$, $pCO_2=81,375кПа$
 L-H (низкий H_2S – высокий CO_2) $pH_2S=0,35кПа$, $pCO_2=408кПа$,
 M-M (средний H_2S – средний CO_2) $pH_2S=3,16кПа$, $pCO_2=242,25кПа$,
 H-L (высокий H_2S – низкий CO_2) $pH_2S=31,6кПа$, $pCO_2=81,375кПа$
 H-H (высокий H_2S – высокий CO_2) $pH_2S=31,6кПа$, $pCO_2=408кПа$

Рисунок 14. Матрица по подбору материалов для месторождения ОМГ

Примечание: по вертикальной оси использована классификация зон по содержанию H_2S согласно стандарту NACE MR 0175 [10]: зона 0, 1, 2 и 3. Снизу вверх растёт содержание H_2S и коррозионная опасность среды.

По горизонтальной оси использованы категории по API 6A, содержание CO_2 от низкой до высокой. Содержание углекислого газа представлено как парциальное давление и указано в бар. Уровень CO_2 0,2 бар использовался в качестве порогового значения для условий с низкой коррозионной активностью в классификации PSL. Поэтому углеродистая сталь (ГОСТ Д, J55) считается ниже этого предела.

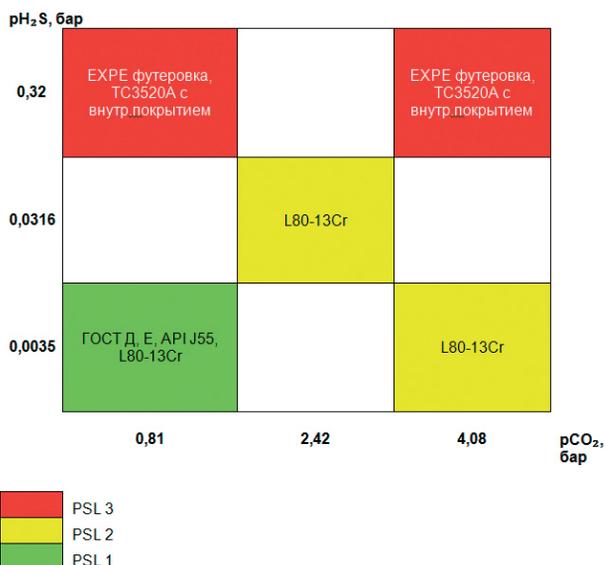


Рисунок 15. Матрица по подбору материалов для месторождения ОМГ

Зона 0 (pH₂S до 0.0035 бар)

- Пересечение Зоны 0 (pH₂S до 0,0035 бар) и низкого содержания CO₂ (pCO₂ до 0,2 бар), в данной среде **рекомендуется использовать базовый материал ГОСТ Д или материал API J55;**
- По мере роста содержания CO₂ от 0,2 бар и выше, где влияние H₂S минимальное, углекислая среда, **рекомендуется использовать материал более стойкий к углекислотной коррозии, L80-13Cr.**

Зона 1 (pH₂S от 0.0035 до 0.032 бар)

- Пересечение Зоны 1 (pH₂S от 0,0035 до 0,032 бар) и низкого содержания CO₂ (pCO₂ до 0,2 бар), в данной среде **также рекомендуется использовать базовый материал ГОСТ Д или материал API J55;**
- По мере роста содержания CO₂ от 0,2 бар и выше (темно-зеленый цвет), **рекомендуется использовать материал, более стойкий к коррозии, L80-13Cr.**

Зона 2 (pH₂S от 0.032 до 0.32 бар)

- Пересечение Зоны 2 (pH₂S от 0,032 до 0,32 бар) и низкого содержания CO₂ (pCO₂ до 0,81 бар), в данной среде не рекомендуется использовать базовый

материал ГОСТ Д или материал API J55, **предпочтение отдается материалу, более стойкому к коррозии, L80-13Cr;**

- По мере роста содержания CO₂ от 0,81 бар и выше (синий цвет), рекомендуется использовать материал L80-13Cr, однако безопасные условия для данного материала между условия М-М и Н-Н должны быть подтверждены дополнительными испытаниями.

Зона 3 (pH₂S >0.32 бар)

В зоне 3 рекомендуется применение НКТ с внутренней полиэтиленовой футеровкой «EXPE» или НКТ с покрытием ТС3520А («Hilong»).

Для определения наилучшего типа НКТ, подходящего к условиям месторождений ОМГ, проводились ОПИ НКТ разных марок сталей и групп прочности (НКТ, футерованные полиэтиленом EXPE, с полимерным защитным покрытием и легированным составом без защитного покрытия) [2]. Для осуществления ОПИ были подобраны скважины, где обязательным критерием являлось наличие сероводорода в добываемой продукции и интенсивность набора кривизны скважины не более 2° для НКТ без защитных покрытий и более 2° на 30

м для НКТ с защитным покрытием. Из часто ремонтируемого фонда скважин (далее – ЧРФ) выбраны скважины, где частые отказы происходили из-за негерметичности НКТ и обрывов штанг. Для каждой компании определены по 3 скважины для проведения ОПИ. Согласно программе ОПИ, испытания прекращаются в том случае, если срок эксплуатации НКТ не достиг 180 сут по причине истирания и пропуска.

АО «Каскор-Машзавод» – НКТ с внутренней полиэтиленовой футеровкой «EXPE». Согласно программе ОПИ были выбраны скв. № 227, 4694, 2504 по трем разным условиям содержания (высокое, среднее, низкое), по показателям сероводорода в газе и углекислого газа. ОПИ завершены и признаны успешными.

ТОО «Актауский завод трубной продукции» – НКТ с внутренней полиэтиленовой футеровкой «EXPE». В качестве ОПИ для компании ТОО «АЗТП-Актауский завод трубной продукции» выбраны скв. № 2498, 4119, 3955. ОПИ завершены и признаны успешными.

ООО «Техномаш» – НКТ с покрытием ТС3520А («Nilong»). Для проведения ОПИ выбраны скв. № 3359, 8706, 6511. ОПИ признаны успешными.

Ожидаемая экономическая эффективность при внедрении футерованных годных НКТ на высоко осложненном фонде PSL3

Расчёт экономической эффективности внедрения футерованных годных НКТ производился согласно методике «Расчёт экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

(сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи», принятый в КМГ (табл. 1).

В качестве входных данных использован следующий материал:

1. Отчёт ОМГ «Анализ ЧРФ на 01.02.2020 г.», где представлена информация по всем текущим и капитальным ремонтам скважин (ТикРС) на фонде скважин за скользящий год. Причины отказа ГНО выявляются без комиссионного расследования и нет лабораторного, документального подтверждения отказа НКТ по причине коррозии и истирания.

2. Коммерческое предложение ТОО «Керемет Жан» на НКТ с футеровкой полиэтиленом EXPE (extra temperature polyethylene).

Для расчёта были приняты следующие допущения:

1. Расчёт производился на всём фонде скважин ОМГ индивидуально по каждой скважине согласно технологическому режиму и причинам отказа за скользящий год.

2. В доходную часть закладывали экономию на ТРС за счёт сокращения ремонтов по причине негерметичности НКТ (истирание и коррозия) и обрыва штанг, а также добычи нефти во время простоя по данным причинам.

3. В расходную часть заложили инвестиции на футеровку и подготовку нефти.

4. Горизонт планирования (эксплуатации футерованного НКТ) принят 4 года, с отбраковкой ежегодно 25% подвески НКТ.

5. Стоимость нефти взята из утверждённого Бизнес-плана 2020–2024 гг.

Таблица 1. Экономическая эффективность футеровки годного НКТ

Варианты внедрения	НГДУ	Кол-во скв., ед.	Ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев, т	Кол-во ПРС, факт, ед.	Ожидаемое кол-во сокращений ПРС, ед.	Расходы при ПРС, млн тт.	Расходы на покрытие футеровкой, млн тт.	Экономический эффект, млн тт.				
								1 год	2 год	3 год	4 год	ВСЕГО
Расчёт для PSL3 (1355 скв.)	НГДУ-1	365	74311	6821	4061	13880	8564	10587	17606	18148	18557	64899
	НГДУ-2	300										
	НГДУ-3	442										
	НГДУ-4	248										

Заключение

Определены PSL-зоны по уровню требований к НКТ на основе API 5CT методологии PSL. Работа по PSL-зонированию и подбору материалов НКТ должна проводиться периодически. От PSL-зонирования можно получить следующие выгоды (данные 2020 г.):

- при спуске в скважины с высокой осложненностью PSL3 (из-за высокой агрессивной среды и истирания) «EXPE» футерованных труб НКТ в количестве 1355 скв. можно добиться сокращения количества остановов по причине истирания

и коррозии и окупить стоимость дополнительных расходов на футеровку за счет снижения количества ремонтов и дней проста скважин (65 млрд тенге за 4 года);

- в PSL2-скважинах (1193 скв.) рекомендуется использовать НКТ с материалом коррозионностойкого исполнения API L80 13Cr, а в PSL1-скважинах (398 скв.) можно спускать обычные трубы ГОСТ Д и API 5CT J55 с целью экономии средств;

- также в PSL3-скважинах (1355 скв.) рекомендуется использовать НКТ с внутренним покрытием TC3520A («Hilong»), которое успешно прошло ОПИ.

Список использованной литературы

1. Отчет компании OPC «Исследование коррозии материалов м. Узень – Технический Анализ результатов, ред.1», 2020.
2. Отчет «КазНИПИмунайгаз» по опытно-промышленным испытаниям НКТ в АО «Озенмунайгаз», 2020.
3. О-1.01.01/04-02/0-03.12.2019. Информационный отчет по PSL зонированию месторождений АО «Озенмунайгаз» и адресного применения футерованных НКТ специального исполнения, 2019.
4. Отчет ОАО РосНИТИ, согласно протоколу 3-16/17 от 14 апреля 2017 г. 4. S.
5. Отчет ИТ-Сервис «Исследование причин преждевременного разрушения НКТ при эксплуатации в добывающих скважинах Узеньского месторождения АО «Озенмунайгаз», 2019.
6. Отчет Weatherford-Tennaris Dalmine. R2236 Rev.2, отчет лабораторного исследования НКТ, 2016.
7. О-NIR.01.03.-02/1/1-05.02.2020 Отчет по анализу гироскопической инклинометрии, 2020.
8. Информационный отчет по теме «Мониторинг коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости по АО «Озенмунайгаз», 2020.
9. Бисенова М.А., Влияние внешних факторов среды на процесс биозараженности месторождения Жетыбай. – Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2014, № 2, с. 51–54.
10. ANSI/NACE MR0175/ISO15156-2. 2003. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих H₂S, при нефте- и газодобыче, часть 2: Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию и применение литейного чугуна.
11. Единые технические требования (ЕТТ).
12. СТ РК ИСО 15156-2-2011 «Промышленность нефтяная и газовая: Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 2 Трещиностойкие углеродистые и низколегированные стали и применение литейного чугуна».
13. Стандарт NACE TM-0177.

«ОЗЕНМУНАЙГАЗ» АҚ КЕН-ОРЫНДАРЫНДАҒЫ СОРҒЫ-КОМПРЕССОРЛЫҚ ҚҰБЫРЛАРДЫ PSL АЙМАҚТАНДЫРУ ЖӘНЕ МАТЕРИАЛДАРЫН ТАҢДАУ

М.Т. Тлешев, В.А. Баймбетов

Бұл жұмыстың өзектілігі жалпы «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобында, атап айтқанда, пайдаланылатын сорғы-компрессорлық құбырлардың қызмет ету мерзімін ұзарту арқылы «Өзенмұнайгаз» АҚ-да операциялық шығындарды төмендету қажеттілігінен туындап отыр. Осыған байланысты жүргізілген зерттеулер мен сынақтардың мақсаты ұңғымалардың әр топтары үшін сорғы-компрессорлық құбырлардың оңтайлы материалын таңдау болып табылады. Ұңғымаларды дұрыс топтастыру (PSL аудандастыру) сорғы-компрессорлық құбырлардың оңтайлы материалын таңдау үшін де маңызды. Мақалада ұңғымаларды топтарға бөлудің әдістемесі мен сипаттамалары берілген (PSL – аудандастыру). «Өзенмұнайгаз» АҚ кен-орындарында сорғы-компрессорлық құбырлардың тез тозуына ықпал ететін себептерді талдау (қажалу, тотығу) мен оларды шешуге арналған ұсыныстар берілді.

Түйін-сөздер: жөндеу-аралық кезең, істен шығу мерзімі, сорғы-компрессорлық құбырлар, тереңдік-сорғы жабдықтары, тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтар, «Өзенмұнайгаз» АҚ, жиі жөнделетін қор, PSL (ағылш. Product service level) – өнімді күту деңгейі.

PSL ZONING AND MATERIAL SELECTION OF TUBING PIPES AT OZENMUNAIGAS JSC FIELDS

M.T. Tleshev, V.A. Baimbetov

The relevance of this work is caused by the need to reduce operating costs in the group of companies of NC «KazMunayGas» JSC in general and in «Ozenmunaigas» JSC in particular by increasing the service life of the tubing used. In this regard, the purpose of research and testing was to select the optimal tubing material for each group of wells. Correct grouping of wells (PSL – zoning) is also important for the selection of the optimal tubing material. The article indicates the methodology and characteristics for the distribution of wells into groups (PSL – zoning). analysis of the causes (wiping, corrosion) contributing to the rapid wear of tubing in the fields of JSC Ozenmunaigas, and recommendations for their solution.

Keywords: turnaround time, mean time between failures, tubing, downhole pumping equipment, pilot tests, Ozenmunaigas JSC, often repaired fund, PSL – product service level.

Информация об авторах

Тлешев Максат Тлешевич – магистр наук по нефтегазовому строительству, Эксперт дисциплинарный, m.tleshev@niikmg.kz.

Баймбетов Валихан Ахсанғалиевич – старший инженер департамента оценки проектов, v.baimbetov@niikmg.kz.

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

УДК 622.245

ЦЕМЕНТНО-ПОЛИМЕРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

А.Ф. Галиев, Ф.А. Агзамов

Показана эффективность применения в качестве добавки реагента ССаиДХ в цементно-полимерных смесях. Приведены физико-механические свойства тампонажного раствора и сформированного на их основе камня при температурах 22 и 80°С. Выявлены основные закономерности образования структур различных уровней в цементно-полимерных растворах в зависимости от степени наполнения и вида вводимых модификаций реагента ССаиДХ. Установлено, что между гидратированными минералами цемента и комплексной добавкой ССаиДХ образуется спутанно-волоконистая структура. При концентрации 0,2% обеспечивается «эффект самозалечивания» у поврежденного цементного камня, а также улучшаются свойства цементно-полимерных тампонажных смесей, что способствует снижению фильтратоотдачи раствора до 30%, повышению на 25–27% предела прочности на изгиб и на 36–42% предела прочности на сжатие.

Ключевые слова: цементно-полимерный материал, тампонажный раствор, цемент, добавка к цементу.

Введение

Несмотря на многолетнюю историю нефтегазовой промышленности, практически единственным тампонажным материалом, имеющим массовое применение, является тампонажный портландцемент, представляющий смесь минералов, полученных при обжиге рационально подобранной смеси известняка, глины и корректирующих добавок [1–4]. Его основные преимущества перед другими тампонажными материалами заключаются в хорошо регулируемом времени сохранения подвижности с последующим затвердеванием и образованием камня. К сожалению, камень, полученный из портландцемента, имеет много существенных недостатков, вызывающих необходимость поиска более перспективных материалов. Чаще всего взор исследователей обращается в сторону полимерных материалов, которые часто используются в количествах до 0,5–1,0% для регулирования отдельных технологических свойств получаемых растворов и камня [5–8]. Механизм действия многих полимеров в тампонажных растворах связан со связыванием избыточного количества воды, пластифицирующего или упрочняющего эффектов, обу-

словленных образованием собственных дискретных фаз, гомогенно перемешивающихся с цементным гелем [9].

При этом практически нет исследований, рассматривающих межмолекулярное взаимодействие продуктов гидратации цемента и полимера и образование комплексных структур, обладающих преимуществами как перед продуктами гидратации цемента, так и перед продуктами полимеризации.

Теоретические аспекты

В общем случае, цементно-полимерные и полимерцементные материалы – это смеси цемента и полимера с наполнителями или без них в различных соотношениях, затвердевшие в присутствии воды. В зависимости от требуемых свойств в композицию полимерцемента вводят стабилизаторы, пластификаторы, катализаторы, ускорители твердения и другие вспомогательные добавки.

Общепринятым показателем качества полимерцементов является полимерцементное соотношение (П/Ц), равное отношению полимера и цемента (неорганического вяжущего вещества). В работе [10] отмечается, что связующим в образовавшемся камне служит

соматричная фаза, в составе которой содержатся цементный гель и полимерная пленка.

В качестве полимерного компонента в полимерцементных материалах используют термопластичные полимеры (поливинилацетат, акриловые полимеры) и каучуки, а также олигомерные терморезактивные смолы (эпоксидные, карбамидные) и мономерные продукты, которые под воздействием отвердителей или иных инициаторов твердения (температуры, pH среды и др.) преобразуются в полимерные продукты [11].

При выборе полимеров нами были учтены следующие требования:

- водорастворимость и прокачиваемость при температурах до 90°C;
- устойчивость при контакте с химически активными веществами, содержащимися в пластовых водах;
- сохранение физико-механических свойств цементного раствора и камня.

Указанным выше требованиям наиболее полно отвечает комплексный реагент – сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида (далее – ССАиДХ), позволяющий получать на его основе суспензии с большим диапазоном соотношений жидкой и твердой фаз, каждая из которых может участвовать в процессе образования структуры конечного продукта [12, 13]. Причем в зависимости от особенностей синтеза можно получать различные модификации комплексного реагента.

Полученный реагент может представлять гранулы, тонкозернистый порошок или раствор в водной дисперсии. Линейное строение молекул обуславливает его способность не только набухать, но и растворяться в соответствующих растворителях.

Гидрофобный реагент ССАиДХ представляет собой частично сшитый сополимер, содержащий макромолекулы размерами 0,15–0,42 мкм (15%) и 0,028 мкм (85%). Он способен поглощать воду в количестве, от 100 до 1000 раз превышающем его собственную массу, и удерживать её в своей структуре.

Гидрофильный реагент ССАиДХ хорошо растворяется в холодной воде и в пластовой воде, образуя желеподобный водный раствор, отличающийся устойчивостью к солям поливалентных металлов, к минерализованным водам и к повышенным температурам (до 250°C). Низкая вязкость раствора, соответствующая вязкости воды, позволяет ему хорошо проникать в трещины и заполнять их. Реагент совместим как с водными, так и с растворами на неводной основе, например, с дизельным топливом и нефтью. Он не требует замедлителей или активаторов. Его термостабильность превышает 230°C. Важным фактором полимеризации является pH реакционной среды. Так, для получения водонерастворимых сшитых полимеров путем образования между макромолекулами АА имидных мостиков –CO–NH–CO– необходимо наличие кислой среды и высоких температур, а для получения частично гидролизованного ПАА – наличие щелочной среды, в которой происходит гидролиз амидных групп [13].

Низкоконцентрированные 0,1–0,3%-ые растворы ССАиДХ на водной основе представляют собой ньютоновские жидкости. Увеличение концентрации до 0,5–1,0% значительно повышает вязкость растворов, и характер их течения становится близким к не-ньютоновскому (рис. 1).

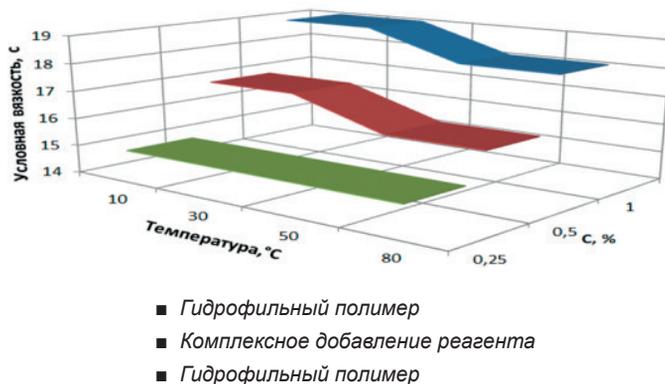


Рисунок 1. Влияние реагента ССАиДХ на условную вязкость растворов

По взаимодействию продуктов гидратации цемента и полимерного реагента можно отметить следующее: по мере гидратации цементного камня на поверхности полимерных зерен происходит рост кристаллогидратов (продуктов гидратации), повышающих прочность полимерного материала. В работе [11] было показано, что по мере уменьшения свободной воды в суспензии полимер образует тонкую пленку на поверхности пор, капилляров, зерен цемента и заполнителя, которая отличается высокой адгезией и инициирует повышение сцепления наполнителей (инертных добавок) и цементного камня, что на порядок улучшает монолитность образовавшегося камня и состояние его минерального скелета. При этом прочность кристаллизационной структуры определяется, с одной стороны, срастанием сближающихся кристаллов новообразований гидросиликатов кальция различной основности, а с другой – образованием полимерных дендритоподобных сростков и нитевидных анизометрических кристаллов. Взаимное прорастание указанных структур, их переплетение обеспечивает синергетический эффект, в результате которого цементно-полимерный камень по сравнению с обычным приобретает повышенную прочность на сжатие и особенно при изгибе и растяжении, высокие адгезионные характеристики, непроницаемость и др.

Авторы работы [9] подчеркивали, что минеральное и высокополимерное связующие вступают в химические реакции друг с другом. Результаты термографических исследований позволили им сделать вывод об упрочнении органического полимера гидратными новообразованиями. Благодаря высоким адгезионным и аутогезионным качествам полимер способен объединять минеральные фракции и цементные новообразования в единый конгломерат, а цемент, имеющий значительную долю в смеси, играет роль микронаполнителя.

Экспериментальные исследования

При проведении исследований в качестве вяжущего применялся портландцемент, соответствующий требованиям ГОСТ 1581-96 [14]. В работе использованы тампонажный портландцемент типа ПЦТ-1-50 и типа ПЦТ-1G-CC-1.

Добавку ССАиДХ целесообразно использовать в составе тампонажного материала, предполагая возможность образования дополнительных связей полимеров с продуктами гидратации и твердения цементов, представленных гидросиликатами кальция, гидроалюминатами кальция и другими кристаллогидратами [3, 4].

На рис. 2 изображена динамика изменения размеров частиц реагента ССАиДХ в нейтральной среде (рН = 7).

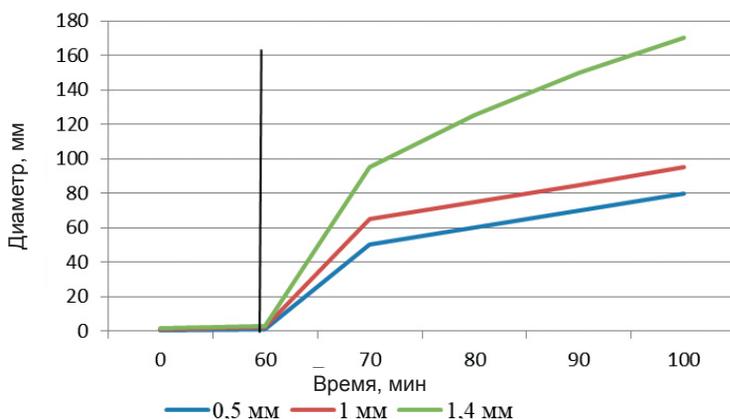


Рисунок 2. Влияние размера частиц реагента ССАиДХ на кинетику их набухания

Из рис. 2 видно, что частицы реагента ССАиДХ значительно увеличиваются в размерах после 60 мин пребывания в воде. Изменение рН среды выше или ниже 7 снижает степень набухания реагента ССАиДХ.

Влияние размера частиц реагента ССАиДХ на прочность цементно-полимерного камня (рис. 3) показало снижение его

прочности при увеличении размера частиц реагента ССАиДХ. Наибольшая прочность камня, полученная при диаметре $d_0 = 0,5$ мм, позволяет рекомендовать его как наиболее оптимальный при соотношении прочность – водопоглощение и достаточный для «эффекта самозалечивания» [15, 16].

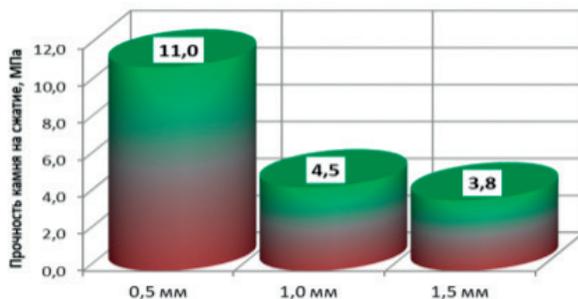


Рисунок 3. Влияние размера частиц реагента ССАиДХ на прочность цементно-полимерного камня

Анализ структуры цементного камня выявил существенные различия реагента ССАиДХ внутри камня при различных концентрациях. При концентрации реагента ССАиДХ 0,1–0,3% от массы вяжущего на фотографиях, снятых с помощью электронного микроскопа, можно наблюдать сокращение размеров сечения кристаллов и первичной, и вторичной генераций. В основном объеме образца возрастает доля

игольчатых продуктов (рис. 4), а структура тампонажного камня приобретает спутанно-волоконистый вид (рис. 5), которая без данного реагента в цементном камне встречается крайне редко. Максимальное содержание игольчатых кристаллов отмечается при концентрации реагента ССАиДХ 0,1–1,0% от вяжущего, и именно такая цементная композиция отличается максимальной прочностью на изгиб.

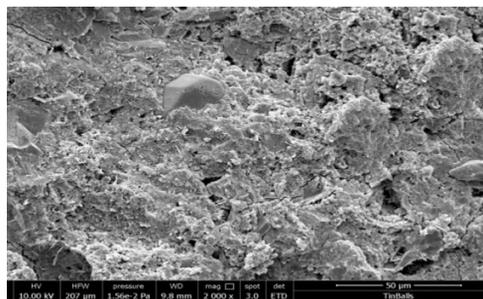


Рисунок 4. Игольчатые продукты в цементно-полимерном камне

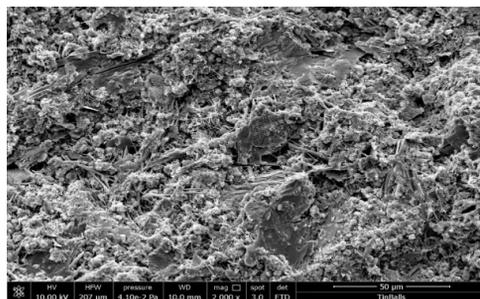


Рисунок 5. Структура цементно-полимерного камня

Гидрофильная форма реагента ССАиДХ обладает высокой растворимостью в воде, где его молекулы образуют дополнительные центры кристаллизации нитевидных новообразований. Эта особенность реагента ССАиДХ оказывает положитель-

ное влияние на прочность цементного камня, а также на его адгезионные характеристики. По результатам исследования Г.В. Бережковой [17], нитевидным кристаллам свойственны повышенные упругость и прочность по сравнению с макрокристал-

лами. Именно этим объясняется роль реагента ССАиДХ в процессе образования тонких разновидностей гидросульфатоалюминатов и росте прочности цементного камня при содержании реагента ССАиДХ 0,1–1,0%.

При увеличении содержания реагента ССАиДХ более 1% наблюдается ухудшение прочностных свойств цементного камня. В образцах образуются тонкодисперсные де-

формированно-напряженные гидросиликатные структуры (минералы) различного строения. Данные минералы приводят к появлению дополнительных внутренних напряжений, ведущих к разрушению кристаллического каркаса. Подобные кристаллы были отмечены во всех без исключения образцах, содержащих реагент ССАиДХ в концентрации более 1%.

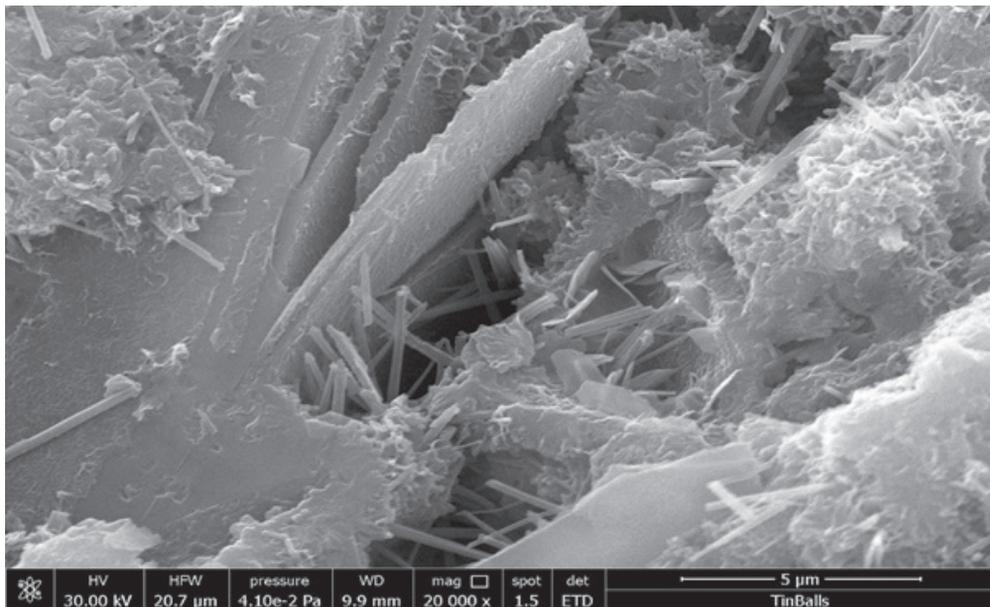


Рисунок 6. Крупные кристаллы минерала, образованные в результате слипания продуктов полимеризации

На рис. 6 видно, что крупные кристаллы минерала формируются вследствие консолидации мелких. При этом следует отметить, что такой механизм их роста фиксируется и в образцах цементного камня, и без добавки реагента ССАиДХ, но он не имеет массового характера и не существенно сказывается на изменении прочности камня.

Рецептуры цементно-полимерных систем

На первом этапе исследования осуществлялась оптимизация концентрации реагента ССАиДХ. Основными параметрами твердения цементно-полимерной смеси были приняты температура, концентрация реагента ССАиДХ и продолжительность

исследований. Температура процесса изменялась от 22°C до 80°C, продолжительность – от 1 до 28 сут, концентрация реагента ССАиДХ изменялась от 0,1% до 1,0%. За критерий оптимизации принималась прочность на сжатие цементного камня.

Введены условные обозначения: ЦГС – портландцемент (далее – ПЦ) с добавкой реагента ССАиДХ в гидрофобном состоянии (водонабухающий); ЦГЖ – ПЦ с добавкой реагента ССАиДХ в гидрофильном (жидком) состоянии; ЦМГ – ПЦ с добавкой реагента ССАиДХ в комплексном виде (водонабухающем и жидком состоянии).

Результаты исследований приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Свойства раствора и камня портландцемента с добавкой 0,2% реагента ССАиДХ в комплексном виде (Т = 22°С)

Характеристика	В/Ц*			
	0,5	0,6	0,8	1,0
Плотность раствора, кг/м ³	1850	1700	1600	1500
Растекаемость, мм	250	250	250	250
Время загустевания, мин	240-250	300-310	330-360	400-450
Предел прочности через 2 сут, МПа				
- при изгибе	6,9	5,3	4,2	3,61
- при сжатии	23	22,2	13,2	11,2

*В/Ц – вода/цемент

Из табл. 1 видно, что растекаемость цементного раствора при введении в него 0,2% реагента ССАиДХ в комплексном виде практически не изменяется.

Результаты исследования фильтрационных свойств цементно-полимерных смесей при температуре 22°С приведены в табл. 2, а оценка скорости твердения приведена в табл. 3.

Анализ особенностей седиментации в наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважинах (табл. 2) показал, что при концентрации 0,2% реагента

ССАиДХ в различных модификациях водоотделение у тампонажного раствора отсутствует, показатели фильтратаотдачи не превышают 70 см³ за 30 мин.

При этом тампонажный раствор с различными типами тампонажных цементов и добавкой реагента ССАиДХ при концентрации 0,2% удовлетворяет требованиям заказчиков по срокам схватывания.

Полученные в ходе испытаний параметры цементно-полимерного тампонажного раствора при температуре 80°С обобщены в табл. 4–6.

Таблица 2. Влияние реагента ССАиДХ на фильтрационные свойства цементных растворов

Вид вяжущего	Условная водоотдача, см ³ /30 мин	Водоотделение при угле наклона цилиндра 45°, мл
ПЦТ-1-50	440	14,0
ЦГС	60	0
ЦГЖ	50	0
ЦМГ	43	0
ПЦТ-1G-СС-1	644	5,0
ЦГС	70	0
ЦГЖ	50	0
ЦМГ	50	0

Примечание: плотность раствора ПЦТ-1-50 и вяжущих на его основе – 1850 кг/м³, плотность раствора ПЦТ-1G-СС-1 и вяжущих на его основе – 1900 кг/м³

Таблица 3. Сроки схватывания цементно-полимерных смесей

Состав	В/Ц	Сроки схватывания при 22°С, ч-мин	
		начало	конец
ПЦТ-1-50	0,50	4-30	7-00
ПЦТ-1-50 + СаСl ₂ – 2%	0,50	2-40	4-00
ПЦТ-1-50 + 0,2% МГ	0,50	4-30	7-30
ПЦТ-1G-СС-1	0,44	5-20	7-50
ПЦТ-1G-СС-1 + 0,2% МГ	0,44	6-00	8-40

Заключение

Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что цементно-полимерные материалы с добавкой сополимера акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида (реагента ССАиДХ) при концентрации 0,2% к цементному раствору могут быть эффективно применяться для повышения качества крепления скважин различного назначения.

Тампонажные растворы, полученные из цементно-полимерных смесей из тампонажного цемента типа ПЦТ-1G-СС-1 и реагента ССАиДХ, позволяют повысить проч-

ность получаемого камня, его сцепление с обсадной колонной, а также значительно снизить фильтрацию жидкости затворения в пласты коллектора.

Технология приготовления и закачки предлагаемого раствора не отличается от технологии, используемой при работе с цементными растворами, т.е. применяются стандартные механизмы и оборудование. Для выполнения работ в скважине специального оборудования не требуется. Количество и характеристика раствора зависят от условий выполнения работ и подбираются лабораторным путем.

Таблица 4. Параметры цементно-полимерного тампонажного раствора на основе ПЦТ-1G-СС-1 при температуре 80°С

№	Добавки, %	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	ПВ, сПз	ДНС, Па	Сроки схватывания, ч-мин	
						начало	конец
1	–	> 250	1900	20	5	1–50	2–20
2	0,2 ГС	250	1900	20	5	2–00	4–40
3	0,2 ГЖ	250	1900	20	5	2–30	5–20
4	0,2 МГ	250	1900	20	5	2–30	5–20

Обозначения:
ГС – гидрофобное состояние;

ГЖ – гидрофильное состояние;
МГ – водонабухающее и жидкое состояние.

Таблица 5. Влияние добавки ССАиДХ на прокачиваемость цементно-полимерного тампонажного раствора на основе ПЦТ-1G-СС-1 при температуре 80°С

№	Добавки, %	Плотность, кг/м ³	Загустевание, ч-мин до		
			30 Вс	50 Вс	70 Вс
1	–	1900	1-30	не измер	не измер
2	0,2 ГС	1900	2–00	3–10	4–30
3	0,2 ГЖ	1900	2–30	2–50	5–10
4	0,2 МГ	1900	2–15	2–25	5–00

Таблица 6. Свойства цементно-полимерного камня на основе ПЦТ-1G-CC-1 при температуре 80°C

№	Добавки, %	Плотность раствора, кг/м ³	Предел прочности, МПа через						Сцепление с металлом, МПа через		
			1 сут		2 сут		24 сут		1 сут	2 сут	24 сут
			при изгибе	при сжатии	при изгибе	при сжатии	при изгибе	при сжатии			
1	-	1900	3,3	11,0	3,5	14,9	4,5	20,0	4,1	4,4	4,9
2	0,2 ГС	1900	4,6	15,2	6,1	16,9	7,6	42,5	4,5	5,1	6,0
3	0,2 ГЖ	1900	5,1	16,1	6,9	18,1	8,1	44,1	5,1	5,5	6,7
4	0,2 МГ	1900	5,3	16,2	7,2	18,1	8,3	44,2	5,5	5,6	7,0

Список использованной литературы

1. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине – М., Недра, 1990, с. 131–149.
2. Тейлор Х.Ф. Химия цементов – М., Стройиздат, 1969, 500 с.
3. Ф.А. Агзамов, Измухаметов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – СПб., Недра, 2011, 266 с.
4. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам, 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1987, 373 с.
5. Рахимбаев Ш.М. Регулирование технических свойств тампонажных растворов. – Ташкент, Фан, 1976, 165 с.
6. Булатов А.И., Мариампольский Н.А. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов. – М., Недра, 1982, 224 с.
7. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург, издательство «Летопись», 2005, 664 с.
8. Комлева С.Ф., Измухамбетов Б.С., Кондрашев О.Ф., Ногаев Н.А. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей. Под общей редакцией Агзамова Ф.А. Учебник для вузов. – Уфа, 2008, 184 с.
9. Круглицкий, Н.Н., Бойко Г.П. Физико-химическая механика цементно-полимерных композиций. – Киев., Наукова думка, 1981, с. 35–145.
10. Николаев, Н.И., Нифонтов Н.Ю., Валуев Д.А., Дернов Д.А., Усманов Р.А., Тойб Р.Р. Экспериментальные исследования свойств полимер-глинистых и полимерцементных составов для тампонажирования скважин. – Сб. докл. 14-ой Междунар. конф. по науке и технике. – Краков, Краковская горная академия, 2004, с. 97–99.
11. Попов, К.Н. Полимерные и полимерцементные бетоны, растворы и мастики: учеб. пособие. – М., Высшая школа, 1987. с. 9–30.
12. Борисов И.М., Рашидова С.Т., Лукша Р.С. Динамика водопоглощения сополимером диметилдиаллилалламмоний хлорида и акриловой кислоты. – Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева), 2019, т.LXIII, №2, С.26–31.
13. Иванова Е.А. Музафарова Г.Х., Садыкова З.Р. Гидрогели на основе акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида. – Новосибирск, Студент и науч.-техн. прогресс, 2012, с. 5–6.
14. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. – М., 1998, 7 с.
15. Агзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р. Самозалечивающиеся цементы – ключ к сохранению герметичности крепи скважин. – Часть 2. Нанотехнологии в строительстве, 2019, том 11, № 6, с. 730-742. DOI: 10.15828/2075-8545-2019-11-6-730-742.
16. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин. – Бурение и нефть, 2016, № 5, с. 36–41.
17. Бережкова Г.В. Нитевидные кристаллы. – М.: Наука, 1969, 158 с.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БЕКІТУГЕ АРНАЛҒАН ЦЕМЕНТ-ПОЛИМЕР МАТЕРИАЛДАРЫ

А.Ф. Галиев, Ф.А. Агзамов

Цемент-полимер қоспаларында ССАцДХ реагентін қолдану тиімділігін көрсетіп, 22 және 80 °С температураларында тампонаж ерітіндісі мен цемент тасының физика-механикалық қасиеттері берілген. Цемент-полимерлі ерітінділерінде түрлі деңгейдегі құрылымдардың қалыптасуының негізгі заңдылықтары ССАцДХ реагентін енгізу дәрежесі мен модификациялық түріне байланысты екені анықталды. Гидраттацияланған цемент минералдары мен күрделі қоспалар арасында ілініскен талшық пайда болатыны анықталды. Реагенттің 0,2% концентрациясы зақымдалған цемент тасында «өздігінен қалпына келу әсері» байқалады, және де цемент-полимерлі тампонаждық қоспалардың қасиеттері жақсарған. Сонымен қатар, ерітінді бойынан су бөлінуін 30%-ға дейін төмендеуіне, иілу беріктігінің шегі 25-27%-ға және сығу беріктігін 36-42%-ға арттыруына ықпал етті.

Түйін-сөздер: цемент-полимерлі материал, тампонаждық ерітіндісі, цемент, цементке қоспа.

CEMENT-POLYMER MATERIALS FOR WELL CASING

A.F. Galiev, F.A. Agzamov

The work shows the efficiency of using the SCADC reagent as an additive in cement-polymer mixtures. It also outlines physicommechanical properties of the cement slurry and the stone formed on their basis at temperatures of 22 °C and 80 °C. The main regularities of the formation of structures of various levels in cement-polymer solutions are revealed, depending on the degree of filling and the type of introduced modifications of the SCADC reagent. It was found that an entangled fibrous structure is formed between the hydrated cement minerals and the complex additive SCADC. At a concentration of 0.2%, it provides a «self-healing effect» for a damaged cement stone, and also improves the properties of cement-polymer grouting mixtures, contributing to a decrease in the filtration rate of the solution to 30%, an increase in bending strength by 25-27% and by 36-42% in ultimate strength for compression.

Keywords: cement-polymer material, cement slurry, cement, cement additive.

Информация об авторах

Агзамов Фарит Акрамович – докт. техн. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», faritag@yandex.ru.

Галиев Алмаз Физратович – аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», galieva.f@mail.ru.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

УДК 622.276.43

РАБОТЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

А.Н. Куликов, Фен Юкуй, Е.А. Кадыров, В.О. Турков

В статье представлены основные геологические причины возникновения проблем с эффективностью заводнения на м. Каражанбас, обзор основных применявшихся методов повышения охвата его продуктивных пластов разработкой: периодическая закачка в пласт пара и воды, выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин, а также гелеполимерное заводнение, применявшееся на соседнем месторождении, приуроченном к таким же продуктивным пластам. Описаны результаты дифференциального анализа показателей разработки отдельных объектов данного месторождения с целью подбора в них участков воздействия указанными методами. Описаны результаты анализа эффективности применения метода выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на подобранных участках данного месторождения.

Ключевые слова: методы оптимизации заводнения нефтяного пласта, дополнительная добыча нефти, периодическая закачка в пласт пара и воды, выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины, компенсация отбора жидкости закачкой, выработанность начальных извлекаемых запасов нефти, обводненность продукции, показатель интенсивности обводнения продукции, остаточная нефтенасыщенная толщина пласта.

Введение

Одной из важных задач разработки нефтяных месторождений в настоящее время является повышение эффективности заводнения. Это особенно важно для месторождений с высокой вязкостью пластовой нефти, обуславливающей интенсивное «языкообразование» фронта вытеснения нефти водой, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением. В данной статье на примере м. Каражанбас представлены принципы подбора и обоснования участков воздействия на пласт методами выравнивания профилей приемистости (далее – ВПП) нагнетательных скважин, а также чередующейся закачки в пласт пара и воды. Представлены результаты анализа практических работ по ВПП нагнетательных скважин в 2019 г.

Основная часть

Анализ эффективности работ по оптимизации заводнения, проведенный специали-

стами РГУ им. И.М. Губкина в 2018–2019 гг. в ходе составления Концепции развития данного месторождения (далее – Концепция), [1] показал, что наиболее эффективным таким методом оказалась чередующаяся закачка в пласт пара и воды (далее – ЧЗПВ). Такая работа проводилась на западном участке 1-го объекта разработки, включающего 8 нагнетательных скважин. Воздействие заключалось в периодической закачке в пласт оторочек пара и воды. Механизм положительного действия метода следующий: через нагнетательную скважину в пласт закачивается пар, который вытесняет нефть, в основном, из прикровельной его части; одновременно конденсируясь, пар разогревает весь пласт вместе с неподвижной остаточной нефтью, и далее при резком запуске закачки воды в пласт и при увеличении отборов жидкости разогретая остаточная нефть со сниженной вязкостью вовлекается в разработку.

Суммарная дополнительная добыча нефти от применения ЧЗПВ на западном участке 1-го объекта составила около

29,7 тыс. т на 01.12.2018 г. Причем большая ее часть (19,4 тыс. т) получена за счет снижения обводненности продукции. Незапланированное воздействие ЧЗПВ проводилось также и на северном участке 1-го объекта разработки, где также получены положительные результаты, хотя и более скромные.

Вторым по эффективности оптимизации заводнения из применявшихся методов оказался метод ВПП нагнетательных скважин, для чего в последние годы применялись соответствующие технологии разных сервисных компаний. В частности, ВПП 5 нагнетательных скважин по технологии компании Атриум Актобе в 2016 г. дали дополнительную добычу нефти около 9,0 тыс. т.

Значительные результаты метода ВПП можно объяснить высокой вязкостью пластовой нефти, повышенной проницаемостью неоднородностью и расчлененностью пласта, обуславливающими низкий охват пласта заводнением и холостую фильтрацию закачиваемой воды по промытым каналам продуктивного пласта без вытеснения остаточной нефти.

Рассматривались также опубликованные материалы о применении на м. Северные Бузачи гелеполимерного заводнения, заключающегося в закачке в пласт очень больших объемов сшитого полимерного состава [2]. Было отмечено, что такое воздействие позволяет получать больший технологический эффект. Тем не менее предварительные оценки показали, что экономическая целесообразность применения данного метода

на м. Каражанбас спорная. Поэтому для массового применения был рекомендован лишь метод ВПП нагнетательных скважин с использованием относительно «жестких» гелей с наполнителем.

Также на данном месторождении были эффективны работы по внутрипластовому горению. Однако они проводились с начала разработки, поэтому сравнить их эффективность с результатами других методов повышения нефтеотдачи пласта (далее – ПНП) трудно.

Адресный подбор участков для воздействия методами повышения эффективности заводнения и ПНП на м. Каражанбас проводился путем построения и анализа для каждого его объекта разработки следующих карт: структурной, начальных и остаточных нефтенасыщенных толщин (далее – ННТ и ОННТ), карты показателя интенсивности обводнения скважин и других [3]. Показателем интенсивности обводнения (далее – ПИО) скважин названа разность между выраженными в долях единицы обводненностью продукции данной скважины и выработанностью приходящихся на нее начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) нефти. Такие карты для 1-го объекта разработки представлены на рис. 1. С помощью этих карт и геологических профилей каждый объект был продифференцирован на ряд зон (рис. 1а). В табл. 1 представлены текущие (на 01.12.2018 г.) расчетные показатели разработки и эффективности заводнения отдельных зон 1-го объекта.

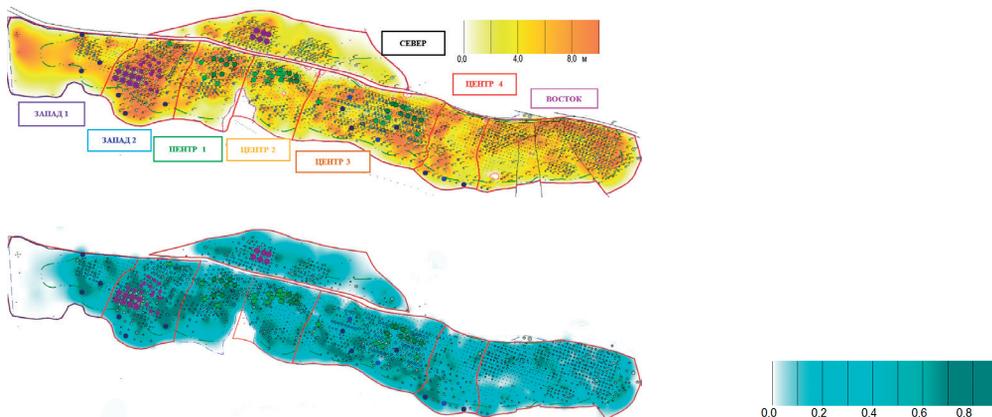


Рисунок 1. Карты показателей разработки 1-го объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г. и схема его дифференциации на зоны: а) карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта, б) карта показателя интенсивности обводнения скважин

На рис. 2 представлена построенная по ним графическая корреляция величин удельного объема закачки, т.е. величины накопленного объема закачки, приходящейся на 1 т добытой нефти, и накопленной компенсации отбора жидкости закачкой. Корреляция позволяет отметить, что при превышении компенсации значения

1,0 удельная закачка заметно возрастает, что объясняется эффектом «языкообразования» фронта вытеснения из-за высокой вязкости нефти и холостыми потоками закачиваемой воды вдоль пласта по промытым каналам. В связи с этим на данном месторождении не рекомендуется выдерживать компенсацию выше 1.

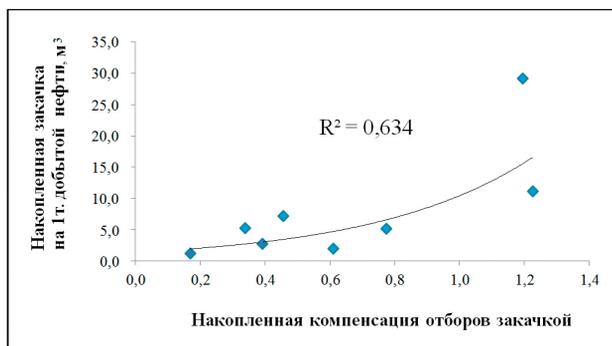


Рисунок 2. Графическая корреляция величин удельной закачки и накопленной компенсации отборов жидкости закачкой, полученная по данным дифференциального анализа разработки 1-го объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г.

Наиболее подходящие потенциальные зоны для применения методов оптимизации заводнения и ПНП в табл. 1 отмечены тоном. Указанная выше высокая эффективность метода ЧЗПВ объясняется расположением участка его воздействия в зоне ЗАПАД-2 с наибольшими значениями

ОННТ и ПИО (рис. 1). Это позволило рекомендовать расширение участка внедрения метода ЧЗПВ внутри данной зоны. Нагнетательные скважины, в которых проводилась и рекомендовано проводить ЧЗПВ в дальнейшем, отмечены в картах жирными сиреневыми точками.

Таблица 1. Показатели разработки и заводнения отдельных зон I объекта м. Каражанбас на 01.12.2018 г.

ЗОНА	Север	Запад 1	Запад 2	Центр 1	Центр 2	Центр 3	Центр 4	Восток
Закачка воды / добыча нефти в пластовых условиях за период действия системы ППД	3,1	4,7	5,1	5,1	8,6	12,9	1,0	2,5
Закачка воды / добыча нефти в пластовых условиях за период действия системы ППД за 2017 г., м³/т.	2,7	5,3	7,2	5,1	11,1	29,2	1,2	1,9
Компенсация отборов закачкой, в пластовых условиях, 2017 г.	0,335	0,521	0,379	0,944	0,810	0,995	0,221	0,449
Накопленная компенсация отборов закачкой в пластовых условиях	0,4	0,3	0,5	0,8	1,2	1,2	0,2	0,6
К корреляции динамики объема закачки и добычи нефти	-	0,390	0,119	0,720	0,390	0,183	0,379	-
Стадия заводнения	-	4	4	3 - 4	4	4	3	-
Обводненность продукции, д. ед.	0,875	0,902	0,934	0,928	0,928	0,966	0,817	0,761
Выработанность НИЗ, д. ед.	0,613	0,046	0,376	0,318	0,314	0,495	0,328	0,532
ПИО, д. ед.	0,262	0,856	0,558	0,610	0,614	0,472	0,488	0,230
Средний дебит жидкости, т/сут	19,1	13,5	26,3	18,1	21,3	23,6	15,0	17,4
Средняя приемистость, м³/сут	75,0	53,6	46,0	40,5	39,4	40,8	40,5	31,6
Кол. добыв-х скважин / кол. нагнет-х скважин		7,8	4,3	3,1	2,7	2,2	16,8	5,2

Зоны ЦЕНТР-1, ЦЕНТР-2 и ЦЕНТР-3 наиболее соответствуют критериям применимости метода ВПП нагнетательных скважин. Они отличаются повышенными значениями обводненности продукции и ПИО, компенсации отборов жидкости закачкой и среднего дебита жидкости, находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим в Концепции было рекомендовано массовое проведение в этих зонах работ по ВПП нагнетательных скважин. Соответствующие скважины отмечены в картах, представленных на рис. 1, зелеными и салатовыми кружками.

Аналогично подбирались участки воздействия методом ВПП и на 2-м объекте разработки. На рис. 3 представлена карта остаточных нефтенасыщенных толщин 2-го объекта м. Каражанбас. Скважины, рекомендованные для проведения ВПП, отмечены зелеными и салатовыми точками. Они также расположены в зонах с повышенными значениями ОННТ и ПИО, причем в северной части залежи, где имеет место наименьшее влияние законтурной закачки.

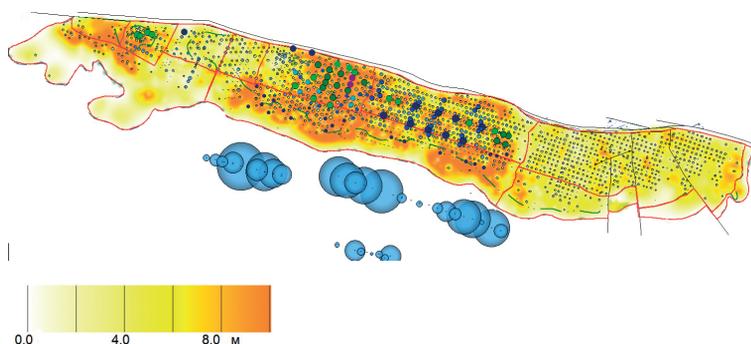


Рисунок 3. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин 2-го объекта разработки м. Каражанбас на 01.12.2018 г.

Участок с линейной схемой заводнения, расположенный в центре залежи, отличается относительно невысокими значениями ПИО и ОННТ, т.е. невысокой проблемностью с позиции обводнения продукции и невысоким потенциалом, что не делает целесообразным кардинально менять в нем схему заводнения. Рекомендован лишь постепенный перевод его на блочную схему заводнения путем перевода в ППД ряда скважин, отмеченных на картах синими и голубыми жирными точками.

Что касается законтурного заводнения на 2-м объекте и его возможного отрицательного влияния на эффективность разработки, то проведенный анализ путем построения характеристик вытеснения показал отсутствие заметного такого влияния. Поэтому в Концепции не была рекомендована ликвидация законтурной закачки на данном объекте, а был рекомендован

перенос части ее объемов на другие приконтурные участки залежи путем перевода в ППД ряда бездействующих и малодебитных скважин.

Анализ эффективности ВПП нагнетательных скважин, проведенных в центральных участках 1-го и 2-го объектов разработки согласно Концепции. В течение 2019 г. там были обработаны 30 нагнетательных скважин по технологии компании Атриум Актобе, представляющей закачку в пласт сшитого полимерного состава с наполнителем. В 2020 г. по той же технологии обработано столько же скважин. Работниками РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проводится мониторинг этих работ.

Анализ показал, что участки воздействия обработанных скважин в основном совпали с участками, рекомендованными в Концепции. Анализ результатов промыс-

лово-геофизических исследований в обр-ботанных скважинах показал, что в большинстве случаев после ВПП отмечается смещение их профилей приемистости (рис. 4а и 4б), а также увеличение забойного давления нагнетания (рис. 4в), что указывает на тампонирование промытых водой интервалов нефтяного пласта.

Расчеты технологического эффекта от ВПП, проведенных в 2019 г., проводились

с использованием программного комплекса (далее – ПК) NGT SMART и электронной базы данных м. Каражанбас с использованием характеристик вытеснения согласно традиционной для нефтяных компаний методике [4]. При расчетах эффекта для каждого из проведенных ВПП использовались по 4 характеристики вытеснения. В качестве конечного результата расчетов бралась средняя из полученных с их помощью величин дополнительной добычи нефти.

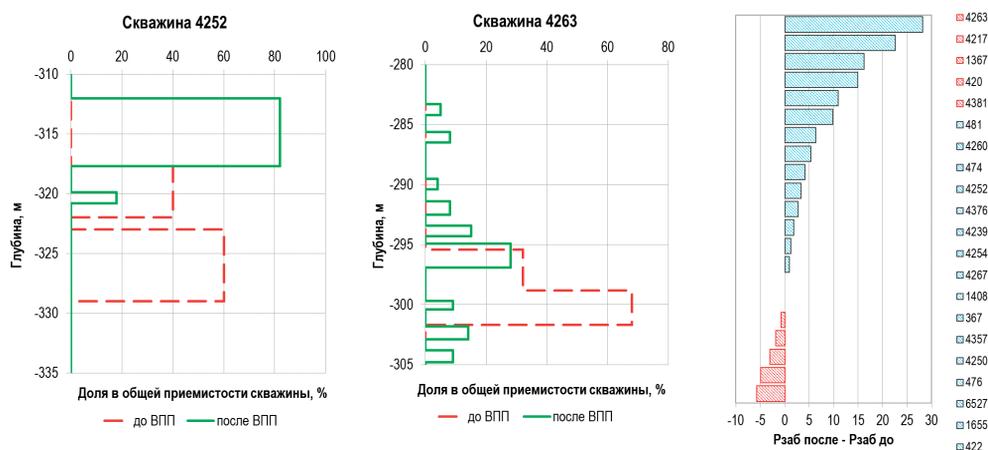


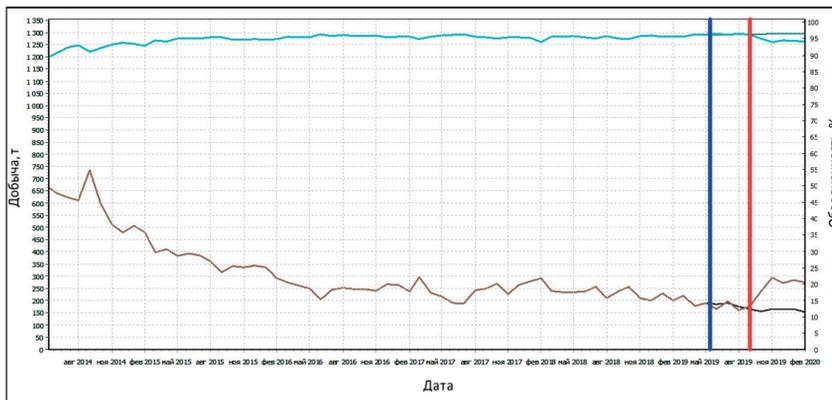
Рисунок 4 . Результаты промыслово-геофизических исследований в нагнетательных скважинах до и после проведения ВПП в 2019 г.

Согласно проведенным в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина расчетам, суммарный технологический эффект от ВПП, проведенных в 2019 г., составил на 01.07.2020 г. около 22,3 тыс. т дополнительной добычи нефти, из них за счет снижения обводненности продукции скважин – 19,7 тыс. т.

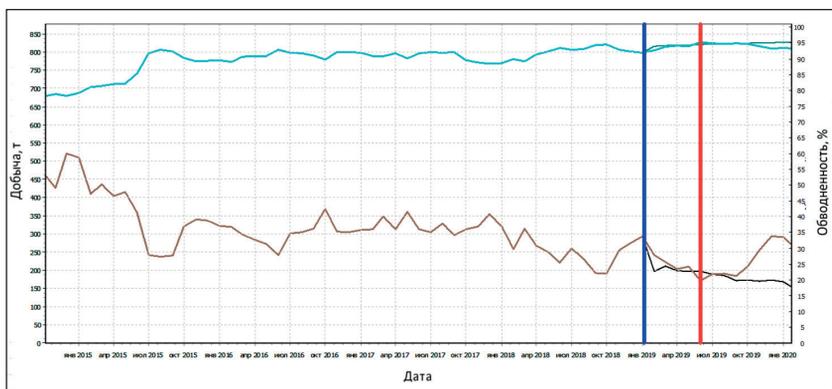
Суммарный технологический эффект от ВПП, проведенных в 2019–2020 гг., согласно расчетам, проведенным в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, составил около 26,3 тыс. т дополнительной добычи неф-

ти, из них за счет снижения обводненности продукции скважин – 23,2 тыс. т.

Результаты ВПП в нагнетательной скв. № 523 1-го объекта разработки представлены на рис. 5а. Коричневой линией на рисунке представлена динамика добычи нефти участка воздействия данной нагнетательной скважины, черной – динамика базовой добычи нефти, голубой – обводненности продукции, серой – динамика ее базового значения. Результаты ВПП в нагнетательной скв. № 6527 2-го объекта представлены на рис. 5б.



а)



б)

Рисунок 5. Динамика показателей разработки участков воздействия нагнетательных скважин, в которых в 2019 г. проводился ВПП: а) участок воздействия нагнетательной скв. № 523 1-го объекта разработки, б) участок воздействия нагнетательной скв. № 6527 2-го объекта разработки

Факторный анализ эффективности метода ВПП нагнетательных скважин проводился с целью уточнения критериев применимости и подбора объектов для проведения таких работ. Согласно его результатам, для проведения ВПП наиболее приемлемы нагнетательные скважины и участки их воздействия, отличающиеся наибольшими значениями:

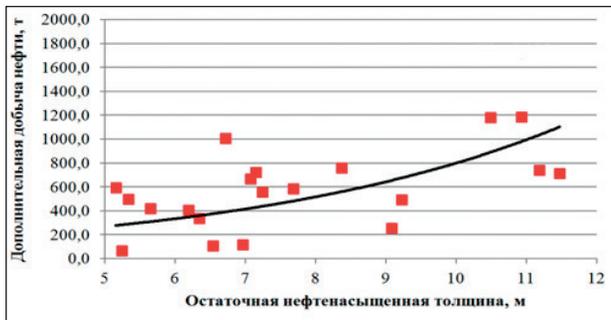
- «плотности» приходящихся на данный участок запасов нефти (средняя ННТ > 10 м);
- месячных отборов жидкости по данному участку (не ниже 4000 т/мес);
- приемистости нагнетательных скважин, планируемых для проведения ВПП;
- средней обводненности продук-

ции реагирующих добывающих скважин (не ниже 0,9 д. ед.) и величины ее превышения над выработанностью приходящихся НИЗ нефти;

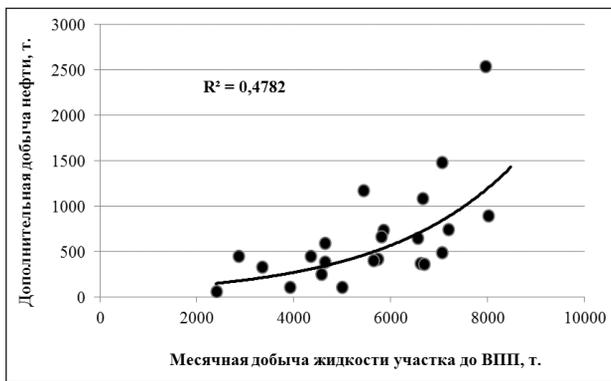
- удаленности участка от законтурного ряда заводнения (2-ой объект разработки);
- послойной проницаемостной неоднородности и расчлененности продуктивного пласта.

На рис. 6 графически представлены зависимости величины дополнительной добычи нефти на участке воздействия данной нагнетательной скважины после проведения ВПП от величины средней нефтенасыщенной толщины пласта, т.е. «плотности»

остаточных извлекаемых запасов нефти,
а также от величины месячной добычи
жидкости на данном участке.



а)



б)

Рисунок 6. Влияние геолого-технологических показателей на эффективность ВПП нагнетательных скважин: а) от средней остаточной нефтенасыщенной толщиной, б) от месячной добычи жидкости на участке воздействия

На рис. 7 представлено прямое влияние на величину дополнительной добычи нефти на участке воздействия данной нагнетательной скважины за счет снижения средней обводненности его продукции после

проведения ВПП от величины превышения среднего значения обводненности над выработанностью приходящихся НИЗ нефти. Данное превышение названо показателем интенсивности обводнения продукции.

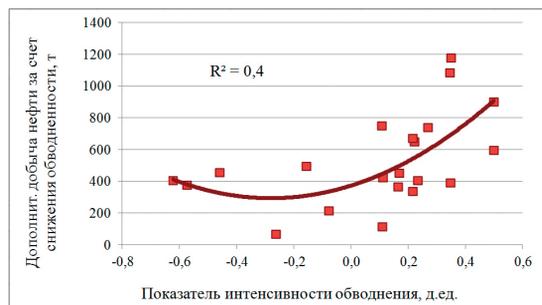


Рисунок 7. Влияние величины показателя интенсивности обводнения продукции реагирующих скважин на эффективность ВПП в нагнетательной скважине

На рис. 8 графически представлено прямое влияние величины вертикальной проницаемостной неоднородности в призабойной зоне пласта (далее – ПЗП) нагнетательной скважины, выраженной по методу М.Л. Сургучева, на максимальную величину снижения средней обводненности окружающих реагирующих скважин после ВПП. Недостаточная четкость данной зависимости объясняется тем, что эффективность метода ВПП на данном месторождении

обусловлена не только проницаемостной неоднородностью пласта, но и высокой вязкостью пластовой нефти, обуславливающей высокое соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов, что приводит к интенсивному «языкообразованию» фронта вытеснения. Поэтому эффективные ВПП на м. Каражанбас могут отмечаться и при относительно невысокой проницаемостной неоднородности пласта.

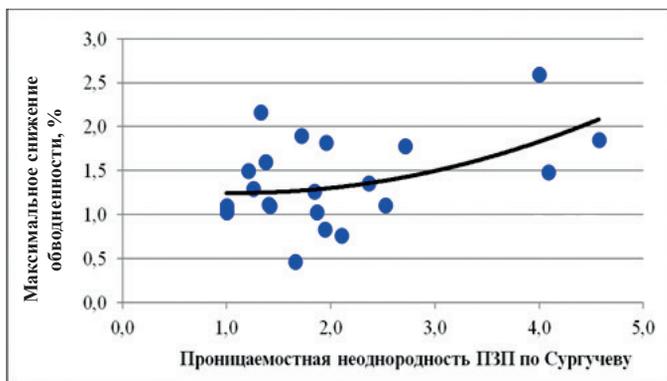


Рисунок 8. Влияние вертикальной проницаемостной неоднородности в ПЗП нагнетательной скважины на эффективность ВПП, выраженной величиной максимального снижения средней обводненности продукции участка воздействия

Фактором, оказывающим не менее заметное влияние на эффективность ВПП на 2-м объекте разработки, является удаленность обрабатываемой скважины от законтурного ряда нагнетания воды в пласт. Чем она меньше, тем ниже эффективность ВПП. В качестве примера на рис. 9 представлена карта центрального участка данного объекта, на которой красными конурами отмечены участки воздействия

нагнетательных скв. № 417, 481 и 546 с наименьшей «относительной» эффективностью ВПП, а зеленым контуром отмечен участок воздействия нагнетательной скв. № 476 с наибольшей «относительной» эффективностью. Относительной эффективностью названо частное от деления дополнительной добычи нефти участка к общей его добыче после проведения ВПП.

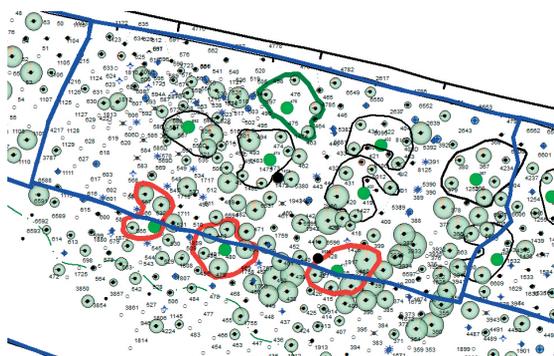


Рисунок 9. Карта расположения нагнетательных скважин, обработанных в 2019 г. с целью ВПП, в западной половине центрального участка II объекта разработки

Выводы

1. Анализ результатов применения различных методов повышения эффективности заводнения на м. Каражанбас показал эффективность метода чередующейся закачки в пласт пара и воды, а также метода ВПП нагнетательных скважин.

2. С использованием метода дифференциального анализа показателей разработки залежи нефти на м. Каражанбас были подобраны наиболее подходящие потенциальные участки для применения указанных методов повышения эффективности заводнения.

3. Проведенный анализ расчетных извлекаемых запасов нефти второго объекта разработки при изменении объемов законтурной закачки показал отсутствие заметного отрицательного ее влияния, что не делает целесообразным полную ее остановку.

4. Анализ результатов промышленно-геофизических исследований нагнетательных скважин, проведенных до и после ВПП, показал смещение профилей приемистости в обработанных скважинах и рост в них величин давления закачки, что указывает на эффект тампонирувания промытых водой пропластков.

5. Расчеты показали присутствие заметного технологического эффекта от ВПП, проведенных в нагнетательных скважинах м. Каражанбас.

6. Проведенный факторный анализ эффективности ВПП нагнетательных скважин позволил разработать критерии применимости данного метода оптимизации заводнения и подбора объектов для его проведения.

Список использованной литературы

1. Концепция развития месторождения Каражанбас. – Отчет о НИР РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 2019.
2. Горшков А.В., Хунянь Чжао, Чжао Бо, Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Захаров В.П. Реализация проекта полимерного заводнения в осложненных условиях месторождения Северные Бузачи с высоковязкой нефтью. – Материалы научно-практической конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: Проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений», Казань, 2012.
3. Куликов А.Н., Магадова Л.А., Силин М.А. и др. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов. – Территория «Нефтегаз», 2016, № 7–8, с. 102–110.
4. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – РД 153-39.1-004-96, М, ВНИИнефть, 1996, 87 с.

ҚАРАЖАНБАС КЕН-ОРНЫНДА СУЛАНДЫРУ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ БАҒЫТЫНДА ЖҰРГІЗІЛГЕН ЖҰМЫСТАР ТУРАЛЫ

А.Н. Куликов, Фен Юкуй, Е.А. Кадыров, В.О. Турков

Бұл мақалада Қаражанбас мұнай кен-орнында суландырудың тиімділігін анықтайтын проблемалардың геологиялық себептері, игеру барысында өнімді қабаттарды толық қамтуды арттыруда қолданылатын әдістерге шолу жасалып, бу мен суды кезектестіріп айдау, тотығу ұңғымаларының қабылдау

профильдерін теңестіру (ҚПТ), сондай-ақ біркелкі және ұқсас өнімді қабаттармен шектелген көрші кен-орнында қолданылған гель-полимерлі суландыру технологиясы туралы баяндалған. Аталған әдістердің көмегімен әсер ететін үлескілерді таңдау мақсатында кен-орнының жекелеген нысандарында игеру көрсеткіштерін дифференциалды талдау нәтижелері берілген. Осы кен-орнының таңдалған үлескілерінде тотығу ұңғымаларының ҚПТ әдісін қолдану тиімділігін талдау нәтижелері берілген.

Түйін-сөздер: мұнай қабатын суландыруды оңтайландыру әдістері, қосымша мұнай өндіру, бу мен суды кезекті айдау, тотығу ұңғымасының қабылдау профилін теңестіру, сұйықтықты айдау арқылы қалпына келтіру, бастапқы алынатын мұнай қорларының игерілуі, өнімнің сулануы, өнімнің сулану қарқындылық көрсеткіші, қабаттың мұнаймен қаныққан бөлігінің қалыңдығы.

INCREASING THE FLOODING EFFICIENCY AT KARAZHANBAS FIELD

A.N. Kulikov, Fen Yukui, E.A. Kadyrov, V.O. Turkov

The article presents the main geological reasons for the emergence of problems with the waterflooding efficiency at Karazhanbas field, as well as an overview of the main methods used to increase the coverage of its productive formations by development: periodic injection of steam and water into the formation, alignment of the injectivity profiles of injection wells, as well as gel-polymer flooding used in the neighboring field confined to the same productive formations. The results of a differential analysis of the development indicators of individual objects of this field are described with the aim of selecting areas of influence in them using the indicated methods. The article describes the results of the analysis of the effectiveness of the application of the WFP method of injection wells in the selected areas of this field.

Key words: oil reservoir waterflood optimization, additional oil production, cyclic steam/water injection, leveling the injectivity profile of an injection well, compensation for fluid withdrawal by injection, depletion of initial recoverable oil reserves, water cut, water cut rate, residual oil-saturated reservoir thickness.

Информация об авторах

Куликов Александр Николаевич – заведующий лабораторией, ank_1@mail.ru.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Фен Юкуй – главный геолог, y_feng@kbm.kz.

Кадыров Ержан Аскарлович – главный геолог, y_kadyrov@kbm.kz.

Турков Владимир Олегович – начальник отдела разработки, v_turkov@kbm.kz.
АО «Каражанбасмунай», г. Актау, Казахстан

УДК 622.23.05

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ГРАВИТАЦИОННОГО СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ

К.Т. Ершиев, Д.А. Ахметов, Е.К. Айткулов, М. Колдей, А.Ж. Наукенов,
М.Ж. Таскинбаев, Р.Б. Кушербаев, И.А. Тюлегенов, А.Е. Бек,
Ж.А. Исламбердиев

В данной статье приведены анализ и обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления в скважинах месторождений ДЗО АО НК «КазМунайГаз».

Для анализа были использованы фактические данные, полученные непосредственно при проведении работ по ликвидации межколонного давления в скважинах с использованием утяжеленного состава на углеводородной основе гравитационным замещением межколонного флюида.

Ключевые слова: межколонное давление, межколонное пространство, утяжеленный состав, гравитационный способ.

Введение

Межколонное давление (далее – МКД) – избыточное давление, создаваемое межколонным флюидом внутри межколонного пространства (далее – МКП) на устье скважины. Возникновение межколонных давлений является одним из проблемных вопросов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Негерметичность крепи может быть вызвана следующими дефектами:

- негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн;
- несовершенство цементного кольца в заколонном пространстве;
- недоподъем цемента до устья в межколонном пространстве при строительстве скважин;
- негерметичность уплотнительных элементов оборудования.

Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным или техногенным газом, углеводородной жидкостью или нефтью, пластовой или техногенной водой. Для газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

Устранить межколонные газопроявления по цементному камню полностью не

удается, эксплуатация скважин с МКД в рамках предельно допустимого межколонного давления (далее – ПДД) на устье рассматривается как временный фактор перед проведением комплексных работ по ликвидации МКД в соответствии с Руководящими документами.

В Правилах обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденных приказом № 355 Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 г. (далее – ПОПБ НГО), выделены требования к межколонному давлению и герметичности скважин:

- эксплуатация скважины при негерметичности, **наличии межколонного проявления (давления)** и неисправности наземного оборудования **не допускается**;
- при обнаружении давления в межколонном пространстве **проводятся исследования и принимаются оперативные меры по устранению причины перетока**.

После внесения изменений в ПОПБ НГО от 22.11.2019 г. вышеуказанные пункты были исключены с включением п. 469-1: «В процессе всего жизненного цикла скважины должен осуществляться контроль

межколонного давления. Решение об эксплуатации скважины с межколонным давлением принимается **руководителем организации на основании результатов исследований и оценки рисков, связанных с эксплуатацией скважины**».

В связи с этим в целях сохранения эксплуатационного фонда скважин актуальным является вопрос поиска и внедрения оптимальных способов управления и ликвидации МКД.

В настоящее время существует 2 основных способа ликвидации МКД:

1. Классический способ.

С помощью геофизических исследований скважин (далее – ГИС) определяется источник возникновения избыточного давления, после на этой глубине производится перфорация для создания специальных отверстий с целью закачки тампонирующего изоляционного состава (микроцементы, полимерные материалы, отверждающиеся составы, смолы и т.д). Рекомендуется использовать микроцемент или полимеры с наноразмером частиц. Если источник МКД в интервале двойной колонны, и имеется опасность повреждения внешней колонны, то используется механический перфоратор для создания специальных отверстий.

2. Гравитационный способ.

После определения источника возникновения МКД в межколонное пространство с устья скважины продавливается жидкость высокой плотности, без твердой фазы в целях создания достаточного гидростатического давления для сдерживания флюида, поступающего из пласта. При этом необходимо знать значения давления гидроразрыва (или открытия трещин) породы в целях предупреждения и предотвращения поглощений и максимальные допустимые давления обсадных колонн.

Основным условием является наличие приёмистости в интервале источника МКД, т.е. чем выше приёмистость, тем быстрее жидкость будет продавлена. В настоящее время для данной операции считается эффективным использование растворов солей с высокой плотностью – формиат ка-

лия и цезия. При этом в связи с дороговизной таких жидкостей многие недропользователи вынуждены искать альтернативные композиционные составы, которые работают гравитационным способом.

При этом главными требованиями к ним являются:

1. высокая проникающая способность при низких значениях приемистости скважин;
2. простота приготовления;
3. высокие газоизоляционные свойства (газонепроницаемость);
4. стойкость к различным переменным нагрузкам;
5. невысокая стоимость выполнения изоляционных работ.

Основная часть

Классический способ применения технологии закачки в межколонное пространство тампонажных составов и композиций с устья скважины приводит к ликвидации избыточного давления только на устье скважины, и, соответственно, не устраняет наличие МКД в скважине. Поэтому использование такой технологии считается «временным сокрытием» МКД и не дает долгосрочного эффекта ввиду возможного нарушения целостности цементного кольца со временем за счет динамического воздействия подземного оборудования о внутреннюю стенку эксплуатационной колонны при проведении ремонтных и других работ и воздействия агрессивных сред на цементный камень.

Утяжеленный раствор на углеводородной основе позволяет приготовить состав с низким реологическим профилем и повышенной седиментационной устойчивостью. Технология приготовления заключается в измельчении утяжелителя барита $BaSO_4$ до частиц коллоидного размера – от 0,1 до 10 мкм.

За счет предварительной обработки частиц утяжелителя коллоидного размера реология раствора не повышается.

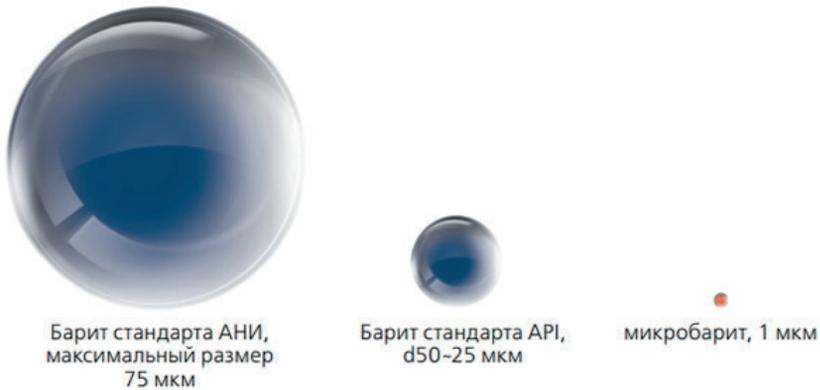


Рисунок 1. Сравнение размеров измельченного барита со стандартным баритом

Применение состава плотностью 2,1–2,3 г/см³ основано на замещении флюида в межколонном пространстве за счет высокой плотности (гравитационный метод замещения) и характеризуется следующими преимуществами:

- не смешивается с водой и за счет этого не уменьшается плотность при контакте со скважинной жидкостью, что обеспечивает большой срок эффекта;
- в процессе эксплуатации остается в жидком состоянии, за счет этого устойчив к внешним механическим воздействиям (отсутствие вторичных трещин). Заполняет

новообразующиеся трещины и каверны;

- не требует предварительной очистки межколонного пространства для увеличения адгезии с металлом и цементом;

- экологически безопасен.

Ликвидация МКД с использованием утяжеленного раствора на углеводородной основе были проведены в 10 скв. месторождения ТОО «СП «КазГерМунай». Перед проведением производились лабораторные испытания: замерены плотность и реологические свойства.

Таблица 1. Протокол испытания компонентного бурового тяжелого раствора на углеводородной основе

№	Определяемый показатель	Нормативный документ на метод испытания	Ед. изм.	Результат
1	Плотность	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 4	г/см ³	2,20
2	Пластическая вязкость	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 6	сП	90
3	Динамическое напряжение сдвига	СТ РК ИСО 10414-1-2012 п. 4	фунт/100 фут ²	39

Примечание:

1) анализы на определение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига проводились при $t^{\circ} = 50^{\circ}\text{C}$;

2) проведен Центром научных лабораторных исследований Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» в лаборатории исследований технологий бурения скважин.

Условия окружающей среды: $t^{\circ} = 21,5^{\circ}\text{C}$;
влажность 53,4%; давление 101,2 кПа.

Успешность продавки растворов в МКП при устранении МКД в целом зависит от высокой плотности, отсутствия взвешенной твердой фазы, низкой вязкости, низких адгезионных свойств, отсутствия кольматации и сохранения плотности.

Категории опасности скважин с МКД

По итогам определены категории опасности 10 скв. с МКД согласно мировой практике, на 4 категории, в т.ч.:

- категория 1 – скважины с МКД от 100% или больше ПДД;
- категория 2 – скважины с МКД от 50% до <100% ПДД;
- категория 3 – скважины с МКД от 25% до <50% ПДД;
- категория 4 – все другие скважины с МКД менее 25% ПДД.

Процент величины МКД от ПДД рассчитывается по формуле:

$$x = (P_{\text{МК}} * 100) / P_{\text{пр.доп.}} \quad (1)$$

где

x – процент величины МКД от величины ПДД;

$P_{\text{МК}}$ – величина межколонного давления;

$P_{\text{пр.доп.}}$ – ПДД.

Одной из технологий ликвидации МКД является метод закачки в МКП специальных составов на углеводородной основе гравитационным замещением межколонного флюида, а также возможность закачки через специальные отверстия гелеобразующего состава до источника межколонного давления.

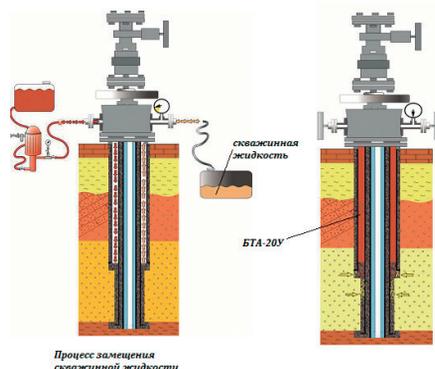


Рисунок 2. Схема распределения жидкостей до и после обработки скважины в МКП при способе закачки без подхода подъемного агрегата

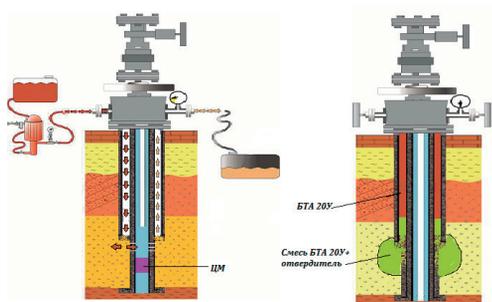


Рисунок 3. Схема распределения жидкостей до и после обработки скважины в МКП с применением специальных отверстий под технической колонной для увеличения площади заполнения кольцевого пространства (с привлечением подъемного агрегата)

Применение утяжеленного состава на углеводородной основе плотностью от 2,1–2,3 г/см³ основано на замещении жидкости в межколонном пространстве за счет высокой плотности, в процессе эксплуатации состав сохраняет жидкое состояние, поэтому он устойчив к внешним механическим воздействиям (отсутствие вторичных трещин). Также имеет свойство не смешиваться с водой, и за счет этого не уменьшается его плотность при контакте со скважинной жидкостью, что обеспечивает большой срок эффекта.

Расчетная часть

Значение предельно допустимого межколонного давления определялось с учетом горно-геологических условий конкретных месторождений и конструкций скважин с учетом сохранения целостности колонн, цементного камня за колоннами и продуктивного пласта (2)–(4):

$$[P_{mk}]h < P_{op} h \quad (2)$$

$$[P_{mk}]h < P_{op} \text{ цк } h \quad (3)$$

$$[P_{mk}]h < P_{grp} h \quad (4)$$

где

$[P_{mk}]h$ – предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны, МПа;

$P_{op} h$ – давление опрессовки колонны на глубине ее башмака, МПа;

$P_{op} \text{ цк } h$ – давление опрессовки цементного камня за башмаком соответствующей колонны, МПа;

$P_{grp} h$ – давление гидроразрыва пласта на глубине башмака соответствующей колонны, МПа.

Давление опрессовки колонны $P_{op} h$, цементного камня $P_{op} \text{ цк } h$, гидравлического разрыва пласта $P_{grp} h$ на глубине ее башмака определялось по следующим формулам (5)–(7):

$$P_{op} h = P_{op} + 0,1 * g * \rho_{ж} * h \quad (5)$$

$$P_{op} \text{ цк } h = P_{op} \text{ цк} + 0,1 * g * \rho_{ж} * h \quad (6)$$

$$P_{grp} h = dP/dh * h \quad (7)$$

где

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с²;

$\rho_{ж}$ – плотность опрессовочной жидкости, кг/м³;

h – глубина спуска колонны, м;

dP/dh – градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м (кгс/см²/м).

Предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны $[P_{mk}]h$ определялось по наименьшему из давлений, рассчитанных по формулам (5)–(7), с учетом понижающего в 2 раза коэффициента (8):

$$[P_{mk}]h = k * P_{min} \quad (8)$$

где

k – коэффициент безопасности, учитывающий требования охраны недр и противодиффузионной безопасности;

P_{min} – минимальное значение давления, МПа.

Предельно допустимое межколонное давление, замеряемое на устье скважины, $[P_{mk}]y$, определялось по формуле (9):

$$[P_{mk}]y = [P_{mk}]h * e^{-s} \quad (9)$$

где

e – основание натурального логарифма, равное 2,71828;

s – степень натурального логарифма.

Значение s определялось из выражения

$$s = 0,03415 * (\rho * h) / (z * T_{cp}) \quad (10)$$

где

ρ – относительная плотность газа по воздуху;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T_{cp} – средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К.

Таблица 2. Давление по межколонным давлениям

Значение Р _{мк} , МПа	Количество скважин, ед.		
	Акшабулак	Нуралы	Ақсай
Р _{мк} ≤ 1,0	2	1	
1,0 > Р _{мк} ≤ 2,0			
2,0 > Р _{мк} ≤ 4,0	1		
Р _{мк} > 4,0	3		1
Количество скважин с Р _{мк} / Количество эксплуатационных скважин, ед.	6	1	1

Определение предельно допустимой величины межколонного давления для газовых скважин месторождений проводилось по указанной методике. Используемая для расчета исходная информация приведена в табл. 3.

Таблица 3. Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Обозначение	Месторождение		
		Акшабулак	Нуралы	Ақсай
Средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К	T _{ср}	289,4	289,4	287
Давление опрессовки технической колонны, МПа	P _{оп}	12,93	9	13,3
Давление опрессовки цементного камня за технической колонной, МПа	P _{оп цк}	2,93	2,84	1,89
Глубина спуска технической колонны, м	h	750	750	750
Плотность опрессовочной жидкости, кг/м ³	ρ _ж	1120	1120	1140
Градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м	dP/dh	0,0185	0,0185	0,0185
Относительная плотность газа по воз духу	ρ _о	0,978	0,835	0,835
Коэффициент сверхсжимаемости газа	z	0,64	0,64	0,64
Коэффициент безопасности	k	0,5	0,5	0,5

Результаты расчетов давлений, определенные по формулам (5)–(10), представлены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты расчета

Обозначение давления	Значение давления, МПа		
	Акшабулак	Нуралы	Аксай
P оп h	21,2	11,1	97,1
P оп цк h	85,3	85,2	85,7
Pгрп h	13,9	13,9	13,9
[Рмк]h	6,94	6,94	6,94
[Рмк]у	6,06	5,98	6,17

Результаты

Эффективность проведенных работ по ликвидации МКД с применением утяжеленного состава на углеводородной основе составила 50%. Проведенный анализ по скважинам показывает, что из 5 неэффективных скважин 1 газовая скважина, 3 скважины нагнетательного фонда и 1 нефтяная скважина.

Таблица 5. Эффективность проведенных работ по ликвидации МКД

№	№ скв.	Категория	Горизонт	Рм/к до проведения работ, бар	Рм/к после проведения работ, бар
1	439 Акшабулак	добывающая	Ю-III	52	0
2	295 Акшабулак	добывающая	Ю-IIIа/III	43	0
3	331 Акшабулак	нагнетательная	Ю-III	Н/Д	9
4	240 Акшабулак	нагнетательная	М-II-1	95	95
5	53 Акшабулак	нагнетательная	Ю-III	30	20
6	236 Акшабулак	добывающая	М-II-1	Н/Д	0
7	213 Акшабулак	добывающая	Ю-III	2	0
8	261 Акшабулак	добывающая	Ю-III	5,5	5
9	71 Нуралы	добывающая	М-II-3/4	5	0
10	28 Аксай	газовая	М-II-4	74	32

*Н/Д – нет данных

Выводы и заключения

По результатам выполненной работы, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ и обобщение данных по ликвидации МКД в скважинах с использованием утяжеленного состава высокой плотностью на углеводородной основе гравитационным замещением межколлонного флюида показывает эффективность за счет создания гидростатического давления в МКП, в основном, в добывающих скважинах. По итогам ликвидации МКД из 6 добывающих скважин положительный эффект получен в 5 скважинах, что соот-

ветствует 83% эффективности. При этом фактические данные по неэффективной скв. № 261 Акшабулак показывают на наличие газа в качестве межколлонного флюида в МКП. Предполагается, что утяжеленный состав гравитационным замещением не достиг источника МКД, в будущем при выборе способа ликвидации МКД по данной конкретной скважине рекомендуется принять исходные условия, аналогичные условиям для газовых скважин.

2. Для эксплуатации скважин с наличием МКД рекомендуется подход, который применяемый в мировой практике:

- определение максимально допустимого давления в МКП, исходя из технических параметров обсадных колонн и давления гидроразрыва породы;

- далее в скважинах, где величина МКД значительно ниже максимально допустимого давления, необходимо проводить регулярный мониторинг давления в МКП и принимать меры при увеличении МКД. Исключением являются скважины с наличием сероводорода, которые требуют индивидуального подхода к каждой скважине.

3. Достичь полного решения вопросов устранения межколонного газопроявления по цементному камню не удастся (на примере газовой скв. № 28 Аксай), соответственно, необходимо проведение эффективного мониторинга и управления МКД с учетом ПДД на устье скважин. Также требуется продолжение поиска эффективных способов для ликвидации МКД в нагнетательных скважинах (упругие и незатвердевающие составы) ввиду расширения эксплуатационной колонны при закачке

рабочих агентов (в мкм) и образования каналов для миграции газа;

4. В целях определения глубины залегания источника МКД или заколонных перетоков рекомендуется проведение ГИС – шумометрии и термометрии. При этом рекомендуется использование современных высокочувствительных шумомеров, записывающих звук в широком диапазоне частот и малых амплитуд. Рекомендуется проведение ГИС электромагнитными приборами для определения толщины стенок внутренней и внешних колонн для расчета минимальных давлений разрыва и смятия, а также рассмотрение исследования скважин с МКД с применением трехкомпонентного геоакустического каротажа для фиксирования интенсивности упругих волн в скважине в разных направлениях и широком частотном диапазоне.

5. В целях установления единого формата работ и требований возникает необходимость разработки регламентирующего руководящего документа по мониторингу, управлению и ликвидации МКД.

Список использованной литературы

1. Технологический регламент на работы по ликвидации межколонных давлений и грифонообразований АО «Эмбаунайгаз». – Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау, 2019 г.

2. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. – Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики. – Газовая промышленность, 2018, № 8, <https://neftegas.info/>.

3. Губина И.А. Определение предельно допустимого межколонного давления при эксплуатации скважин на месторождениях Крайнего Севера. – Нефть и газ, журнал ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2010.

4. Методические рекомендации по управлению скважинами с межколонными давленями на месторождениях ТОО «Казахойл Актобе». – ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», Атырау, 2012.

ҚҰБЫР-АРАЛЫҚ ҚЫСЫМДЫ ЖОЮҒА АРНАЛҒАН ГРАВИТАЦИЯЛЫҚ ӘДІСТІ ҚОЛДАНУ ТӘЖІРИБЕСІ ТУРАЛЫ

Қ.Т. Ершиев, Д.А. Ахметов, Е.Қ. Айтқұлов, М. Көлдей, А.Ж. Наукенов, М.Ж. Тасқынбаев, Р.Б. Көшербаев, И.А. Тюлегенов, А.Е. Бек, Ж.А. Исламбердиев

Бұл мақалада «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ еншілес және тәуелді компанияларының ұңғымаларындағы құбыр-аралық қысымды жою үшін гравитациялық әдісті қолдану тәжірибесі талданып, қорытынды жасалған.

Талдау кезінде құбыр-аралық сұйықтықтың ауырлық күші бойынша ығы-

суымен көмірсутегі негізіндегі ауыр салмақты құрама қолданатын ұңғымалардағы бағана-аралық қысымды жою жөніндегі жұмыстан кейін бірден алынған нақты деректер қолданылды.

Түйінсөздер: бағана аралық қысым, бағана аралық кеңістік, салмақтық құрам, ауырлық күші әдісі.

SUMMARY ON THE APPLICATION OF THE GRAVITATIONAL METHOD TO ELIMINATE INTERCASING PRESSURE

K.T. Yershiev, D.A. Akhmetov, Y.K. Aitkulov, M. Koldey, A.Zh. Naukenov, M.Zh. Takinbayev, R.B. Kusherbayev, I.A. Tyulegenov, A.E. Bek, Zh.A. Islamberdiyev

This article provides an analysis and summary of the experience of using the gravity method for eliminating annular pressure in the wells of the subsidiaries and dependent companies of JSC NC KazMunayGas.

The analysis used the actual data obtained immediately after the elimination of annular pressure in wells using a compositional composition on a hydrocarbon basis by gravity replacement of annular fluid.

Key words: annular pressure, annular space, compositional composition, gravity method.

Информация об авторах

Ершиев Кайрат Турланович – руководитель службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, k.yershiev@niikmg.kz.

Науkenov Азамат Жакенович – руководитель Центра по работам КМГ, a.naukenov@niikmg.kz.

Таскинбаев Малик Жаксылыкович – директор департамента технологических исследований ЦПР КМГ, m.taskinbayev@niikmg.kz.

Тюлегенов Ильдар Агдасович – эксперт службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, i.tyulegenov@niikmg.kz.

Бек Айберген Есболатұлы – эксперт службы аналитических исследований скважинных операций ДТИ ЦПР КМГ, a.bek@niikmg.kz.

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

Ахметов Думан Аманбекович – начальник отдела геологии, dakhmetov@kgm.kz.

Көлдей Мейрімбек – заместитель генерального директора по геологии – главный геолог, mkoldey@kgm.kz.

Кушербаяев Рысбек Болатович – директор департамента бурения и ремонта скважин, rkusherbayev@kgm.kz.

Исламбердиев Жарас Асанулы – ведущий геолог отдела геологии, zislamberdiyev@kgm.kz.

Айткулов Ербол Колдасович – ведущий инженер департамента бурения и ремонта скважин, yaitkulov@kgm.kz.

ТОО «СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

УДК 662.74:552

ТЕРМОКРЕКИНГ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ НЕФТЯНОГО ОСТАТКА В СМЕСИ СО СЛАНЦЕМ

Ж. Каирбеков, Р.Г. Сармурзина, И.М. Джелдыбаева, С.М. Суймбаева

В данной работе исследован процесс термического крекинга гудрона в смеси с измельчённым горючим сланцем для получения компонентов моторных топлив и сырья для процесса термокрекинга. Приведены результаты оптимизации технологических параметров (концентрации сланца, температуры и продолжительности) и составлен материальный баланс (масс.%) процесса. Установлено, что при одноступенчатой переработке в относительно мягких условиях (5 МПа, 425°C, объёмная скорость подачи сырья 1,0 ч⁻¹) достигается глубокая деструкция гудрона (выход бензиновой фракции с температурой кипения до 200°C составляет ~12 масс.%; средних дистиллятов с температурой кипения 200–370°C – ~43–44 масс.%; сырья для термокрекинга с температурой кипения выше 370°C ~15–16 масс.% в расчёте на исходный гудрон). Образующиеся коксообразные продукты и содержащиеся в сырье V и Ni откладываются на минеральной части сланца и выводятся из реакционной зоны с жидкими продуктами процесса.

Ключевые слова: термический крекинг, твердый нефтяной остаток, гудрон, сланец, моторные топлива, Кендерлык, коксообразование.

Введение

В условиях невозможности наращивания добычи нефти и постоянного роста потребностей в традиционных источниках энергии переработка тяжёлых остатков и высоковязких нефтей, природных битумов, угля и сланцев становится стратегическим направлением развития нефтеперерабатывающей промышленности Казахстана, России и стран СНГ [1–6].

Новой тенденцией в разработках по технологии переработки нефти считается развитие процессов термокрекинга и катализаторов процесса висбрекинга, замедленного коксования и гидроконверсии гудрона. Из этого набора технологий перспективным можно признать лишь процесс гидроконверсии гудрона, который пока, судя по зарубежным аналогам, является затратным и технологически сложным [5–9].

Процесс термокрекинга постоянно совершенствуется, и за счёт новых технологических решений и катализаторов удаётся достигнуть следующих показателей: выход бензина с температурой кипения

205°C – 51 масс.%; суммарный выход газов C3–C4 – 16 масс.%; октановое число ИМ – 94,2; содержание серы в бензине – 0,005 масс.%. Показатели качества новых катализаторов термокрекинга бензинов превосходят показатели лучших зарубежных катализаторов «Brilliant Grace» и «LS-60P» фирмы Engelhard. Однако остаётся открытым вопрос энергосбережения новых технологий, поскольку это будет определять реализуемость новых проектов [10–15].

Без сомнения, процесс гидроконверсии остатков заслуживает самого серьёзного внимания, поскольку позволяет из гудронов разных нефтей получать 81–86% синтетической нефти. Однако приведённые в литературе результаты не дают никаких сведений о технической возможности реализации и, самое главное, о материало- и энергозатратах [13–19].

При переработке сырья на опытных установках достигается выход «синтетической» нефти от 63,4% (сырьё – битум) до 81–86% (сырьё – мазут или гудрон). Синтетическая нефть плотностью

857–890 кг/м³ не содержит металлов, но содержит 1,2–2 масс.% серы. По предлагаемой технологической схеме такая нефть направляется на дальнейшую переработку по известным технологиям с целью получения товарных продуктов [16–21].

Экспериментальная часть

В работе приведены результаты исследований по разработке процесса термокрекинга гудрона в смеси с измельчённым горючим сланцем для получения компонентов моторных топлив и сырья для термического крекинга.

Нами совместно с ФГУП «Институтом горючих ископаемых – научно-техническим центром по комплексной переработке горючих ископаемых» (далее – ФГУП ИГИ) разработан метод совместной термокаталитической переработки гудрона и Кендерлыкского горючего сланца [22–25].

Для исследований применяли рядовой кендерлыкский горючий сланец АО «Кварц» со следующими характеристиками (масс.%): содержание влаги (Wa) – 0,8; зольность (Ad) – 64,5; углерод (Cdaf) – 74-77; водород (Hdaf) – 7,3-9,9; сера (Sd) – 0,6-1,3; условная органическая масса сланца, которую определяли по формуле $[OM = 100 - Ad - (CO_2)_M]$, составила 33,2 масс.%. В составе минеральной части Кендерлыкского сланца преобладают

соединения кальция, кремния и алюминия: SiO₂ – 58,2; Al₂O₃ – 17,2; Fe₂O₃ – 7,3; CaO – 2,3; MgO – 1,0; SO₃ – 3,4; K₂O – 10,6 масс.%.

В качестве сырья применяли гудрон с температурой кипения > 520°C со следующими характеристиками: плотность при 20°C – 0,948 г/см³; вязкость – 9,7 Сст; содержание, масс.%: С – 85,60; Н – 10,72; S – 2,06; N – 0,30; асфальтенов – 13,6; V и Ni – 180 и 90 г/т соответственно. Термокрекинг проводили в НИИ «Новых химических технологий и материалов», в интенсивно встряхиваемом реакторе объёмом 0,2 л, при 400–440°C, рабочем давлении азота 5–8 МПа.

При приготовлении нефтесланцевой пасты измельчённый в шаровой мельнице до крупности менее 200 мкм сланец смешивали с гудроном в различном соотношении. Полученную пасту однократно диспергировали в пластинчатом диспергаторе Пушкина-Хотунцева с зазорами между пластинами 1,0 мм при скорости вращения подвижной пластины 1420 об/мин.

Результаты и обсуждения

В табл. 1 приведены результаты экспериментальных исследований по оптимизации соотношения сланец : нефтепродукт в нефтесланцевой пасте.

Таблица 1. Результаты термокрекинга гудрона с различным содержанием сланца (425°C, 5,0 МПа, время реагирования 1,0 ч, автоклав)

Выход продуктов		Количество сланца в смеси, масс.%			
		15,0	10,0	8,0	5,2
Получено в расчёте на гудрон, масс. %:					
1.	Газ	5,7	4,2	4,0	3,7
2.	Вода	2,0	0,8	0,8	0,9
3.	Фракция с температурой кипения до 200°C	12,5	13,0	8,8	8,6
4.	Фракция с температурой кипения 200–370°C	53,6	42,0	34,4	18,2
5.	Остаток с температурой кипения выше 370°C	28,8	40,1	49,5	62,9
Содержание кокса на минеральной части сланца, масс.%		3,3	3,8	5,6	7,9

Из данных табл. 1 следует, что оптимальное количество сланца, добавляемого к гудрону, составляет 15,0%. При использовании кендерлыкского сланца в принятых условиях термокрекинга (опыт 1) получается высокий выход бензиновой фракции с температурой кипения до 200°C – 12,5%, в расчёте на гудрон и дизельной фракции с температурой кипения 200–370°C – 53,6%. При уменьшении добавок кендырлыкского сланца до 10,0% суммарный выход бензиновой и дизельной фракции снижается с 66,1 до 55,0%. Дальнейшее снижение количества добавляемого сланца до 8,0 и 5,2% приводит к значительному уменьшению выхода фракций моторных топлив до 43,2 и 26,8%, соответственно, повышается выход тяжёлого остатка с температурой кипения выше 370°C и кокса.

Увеличение содержания в нефтесланцевой пасте рядового сланца выше 15,0% нецелесообразно, т.к. это приведёт к усложнению технологии процесса, повышению эрозии аппаратуры минеральной частью

сланца, расслоению реакционной смеси на жидкую и твёрдую фазы и усложнению аппаратурного оформления узла выделения твёрдых компонентов из жидких продуктов термокрекинга.

В табл. 2 приведены результаты изучения влияния температуры процесса на выход целевых продуктов термокрекинга гудрона в смеси со сланцем. При температуре 400°C выход бензиновой фракции с температурой кипения до 200°C относительно небольшой и составляет 9,1% в расчёте на гудрон, в то время как в процессе образуется достаточно большое количество дизельной фракции (53,2%). С увеличением температуры процесса выше до 425 и 440°C увеличивается коксообразование до 4,0% и снижается суммарный выход легкокипящих и средних дистиллятов с 66,1 (425°C) до 61,5% (440°C). Таким образом, в результате проведённых экспериментальных исследований установлено, что оптимальной температурой процесса является интервал 425°C (максимум).

Таблица 2. Влияние температуры на термокрекинг смеси сланца с нефтепродуктом (5,0 МПа, время реагирования 1,0 ч, добавка сланца 15%, автоклав)

Выход продуктов		Температура, °C		
		400	425	440
Выход продуктов, масс.% на гудрон				
1.	Газ	4,5	5,7	7,5
2.	Вода	1,0	2,0	0,4
3.	Фракция с температурой кипения до 200°C	9,1	12,5	14,3
4.	Фракция с температурой кипения 200–370°C	53,2	53,6	47,2
5.	Остаток с температурой кипения выше 370°C	36,0	28,8	32,5
Содержание кокса на минеральной части сланца, масс.%		2,1	3,3	4,0

В табл. 3 приведены результаты по изучению влияния продолжительности осуществления процесса на выход дистиллятных топливных фракций. Установлено, что снижение времени реагирования с 60 до 30 мин приводит к уменьшению выхода бензиновой фракции и увеличению содержания в продуктах термокрекинга средних дистил-

лятов с температурой кипения 200–370°C. При увеличении времени реагирования до 120 мин отмечено увеличение коксообразования (до 4,3%) и снижение суммарного выхода бензиновой и дизельной фракций на 3,1% по сравнению с осуществлением процесса при 30 мин.

Таблица 3. Результаты термокрекинга смеси сланца с нефтепродуктом при различной продолжительности осуществления процесса (425°С, 5,0 МПа, добавка сланца 15%, автоклав)

Показатели		Время реагирования, мин		
		30	60	120*
Выход продуктов, масс.% в расчёте на гудрон				
1.	Газ	4,5	5,7	7,5
2.	Вода	1,2	2,0	2,4
3.	Фракция с температурой кипения до 200°С	10,0	12,5	16,0
4.	Фракция с температурой кипения 200–370°С	57,3	53,6	48,2
5.	Остаток с температурой кипения выше 370°С	30,0	28,8	27,5
Содержание кокса на минеральной части сланца, масс.%		2,9	3,3	4,3

*рабочее давление процесса 8,0 МПа

Таким образом, на основании полученных данных можно констатировать, что наиболее оптимальными технологическими параметрами осуществления процесса термокрекинга гудрона со сланцем являются температура 425°С и время осуществ-

ления процесса 60 мин.

Полученные результаты в интенсивно встряхиваемом реакторе были учтены при осуществлении процесса в условиях стеновой проточной установки ФГУП ИГИ (табл. 4–6).

Таблица 4. Материальный баланс (масс.%) термокрекинга гудрона в смеси с горючим кендерлыкским сланцем (5 МПа, подача азота 400-500 л/л сырья, стеновая проточная установка)

Показатели		Условия процесса
		425°С, 1,0 ч-1
Взято:		
1.	Гудрон	85
2.	Сланец, в т.ч.:	15
	органическая масса сланца	5,9
	зола	9,1
ИТОГО:		100
Получено:		
1.	Обезвоженный и беззолный гидрогенизат, в т.ч. фракции с температурой кипения:	94,9
	до 200°С	12,5
	200–370°С	53,6
	выше 370°С	28,8
2.	Кокс	3,1

3. Газ, в т.ч.:	1,2
C ₁ -C ₄	0,8
CO + CO ₂	0,1
N ₂	0,2
H ₂	0,1
4. Вода + потери	0,8
ИТОГО:	100,0

Из табл. 4 следует, что при 425°C и объёмной скорости подачи сырья 1 ч-1 выход бензиновых фракций с температурой кипения до 200°C составляет 12,5%. Бензин крекинга (табл. 5) содержит умеренное количество ароматических углеводородов (~27,3%) и непредельных соединений (йодное число равно 26,4), что соответствует современным требованиям на автобензины по экологически опасным компонентам. Однако использование такого бензина в качестве компонента автобензинов стандарта ЕВРО (ГОСТ Р 52368-2005) весьма затруднительно вследствие содержания в нем 2,5 об.% фенолов и 1,2 об.% азотистых оснований. Поэтому сланцевый бензин необходимо подвергать гидроочистке в отдельной стадии процесса,

а затем подвергать каталитическому риформингу для увеличения октанового числа. Выход дизельных фракций с температурой кипения 200–370°C составляет 53,6%, что в 2,2–3 раза выше, чем при промышленном термическом крекинге мазутов, гудронов и газойля коксования. Содержание ароматических углеводородов во фракциях с температурой кипения 200–370°C составляет 53,8%, однако из-за высокого содержания серы (1,42%) и непредельных соединений (йодное число равно 33,9) средние дистилляты, полученные из сланца, необходимо также подвергать гидроочистке, а для получения дизельного топлива с цетановым числом 47–51 пунктов требуется частичное гидрирование ароматических углеводородов.

Таблица 5. Характеристика дистиллятных продуктов

Показатель	Фракции с температурой кипения, °C		
	до 200	200–370	выше 370
Плотность при 20°C, г/см ³	0,7666	0,8696	0,9295
Содержание, об. %:			
фенолы	2,5	1,5	-
азотистые основания	1,2	4,2	-
Групповой углеводородный состав, масс. %			
парафиновые + нафтеновые	72,7	46,2	22,2
ароматические	27,3	53,8	61,1
силикагелевые смолы	-	-	16,7
асфальтены	-	-	3,4
Йодное число, г I ₂ /100 г продукта	26,4	33,9	12,5
Элементный состав, масс. %:			
C	85,50	86,20	86,57
H	13,82	12,20	11,19
S	0,60	1,42	1,97
N	0,08	0,18	0,27
Содержание, г/т			
V	-	-	5
Ni	-	-	20

Таблица 6. Характеристика остатков термокрекинга гудрона в смеси со сланцем

Показатель	Тяжёлый остаток с температурой кипения > 370°С	Твёрдый остаток процесса
Плотность при 20°С, г/см ³	1,0361	-
Содержание асфальтенов, масс. %	16,3	-
Элементный состав, масс. %:		
С	83,80	-
Н	9,46	-
S	1,68	1,0
N	0,64	-
O (по разности)	4,42	-
Содержание, г/т		
V	125	1017
Ni	103	766

В разработанном новом процессе термокрекинга гудрона со сланцем (рис. 1) остаётся непревращённым до 34% тяжёлого остатка с температурой кипения выше 520°С. Этот остаток мало отличается

по своим физико-химическим свойствам (табл. 6) от исходного гудрона и может быть возвращён в переработку в виде смеси с исходным сырьём.

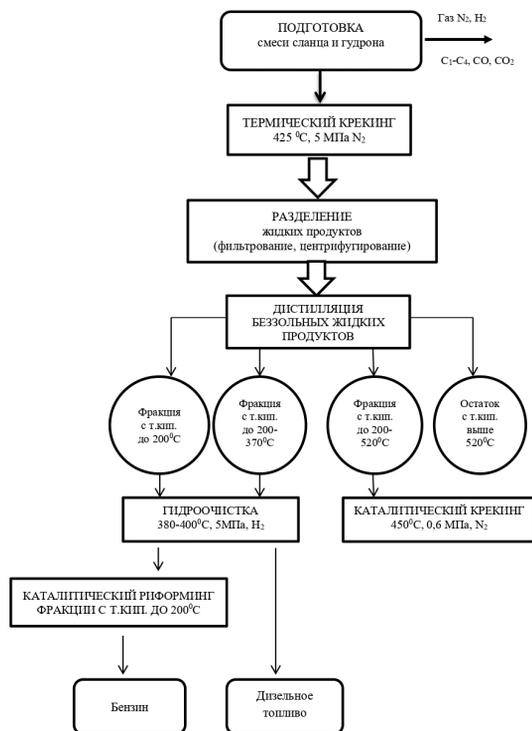


Рисунок 1. Принципиальная схема термокрекинга гудрона в смеси с горючим сланцем

Следует отметить, что термкрекинг гудрона с добавками сланца протекает с незначительным газообразованием (6,0–7,7 масс.%), что обеспечивает высокий выход (выше 90%) беззольного гидрогенизата и компонентов моторных топлив (выше 55%). Образующийся газ состоит в основном из углеводородов C1–C4 (табл. 5), которые могут быть использованы на собственные цели в технологическом процессе. Важным обстоятельством является также практически полное отсутствие в составе газа водорода, который образуется в значительных количествах при промышленном термодатном крекинге и теряется при сжигании.

Заключение

Результаты проведенных экспериментальных исследований однозначно свиде-

тельствуют о несомненных преимуществах нового процесса термкрекинга гудрона в смеси со сланцем перед промышленным термкрекингом, т.к. при одноступенчатой переработке в относительно мягких условиях (5 МПа, 425°C, объемная скорость подачи сырья 1,0 ч⁻¹) достигается глубокая деструкция гудрона (выход бензиновой фракции с температурой кипения до 200°C составляет ~12 масс.%; средних дистиллятов с температурой кипения 200–370°C – 43–44 масс.%; сырья для каталитического крекинга с температурой кипения выше 370°C ~15–16% в расчёте на исходный гудрон). Образующиеся коксообразные продукты и содержащиеся в сырье V и Ni откладываются на минеральной части сланца и выводятся из реакционной зоны с жидкими продуктами процесса.

Список использованной литературы

1. Каирбеков Ж.К., Емельянова В.С., Жубанов К.А., Мылтыкбаева Ж.К., Байжомартов Б.Б. Теория и практика переработки угля. – Алматы, Изд-во “Білім”, 2013, 496 с.
2. Каирбеков Ж.К., Токтамысов М.Т., Жалгасулы Н., Ешова Ж.Т. Комплексная переработка бурых углей Центрального Казахстана. – Алматы, Қазақ Университеті. 2014, 278 с.
3. Каирбеков Ж.К., Ермолдина Э.Т., Каирбеков А.Ж., Джелдыбаева И.М. Комплексная переработка бурых углей Южного Казахстана. – Алматы, Қазақ университеті, 2018, 454 с.
4. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В. Современные направления пиролиза горючих сланцев (обзор). – Химия твердого топлива, 2008, №4, с. 7–14.
5. Dyni R.J. Geology and Resources of some world oil shale deposits. Scientific investigations report 2005-5294. U.S. department of the Interior. – U.S. Geological Survey, 2006, 42 p.
6. Veiderma M. Estonian Oil Shale – resources and usage. – Oil Shale, 2003, Vol. 20, № 3. pp. 295–303.
7. Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н. Изучение сорбционных горючих сланцев и сланцевольных отходов. – Кокс и химия, 2017, №2, с. 45–48.
8. Малолетнев А.С., Юлин М.К., Воль-Эпштейн А.Б. Термический крекинг тяжелых нефтяных остатков в смеси со сланцем. – Химия твердого топлива, 2011, №4, с. 20–25.
9. Кричко А.А., Малолетнев А.С., Хаджиев С.Н. Углубленная переработка угля и тяжелых нефтяных остатков. – Росс. Хим. журнал (Ж. Рос. Хим. Об-ва им. Д.И.Менделеева), 1994, т. XXXVIII, №5, с. 100.
10. Певзнер З.И., Румянцева З.А., Плотникова И.А., Воль-Эпштейн А.Б., Зиев Р.К. Термическое растворение Фан-Ягнобского каменного угля в смеси с сапромикситом и горючим сланцем. – Химия твердого топлива, 1990, №3, с. 66–68.
11. Малолетнев А.С., Наумов К.И., Шведев И.М., Мазнева О.А. Гидрогенизация сланца. – Химия твердого топлива, 2011, №5, с. 29–33.
12. Назаренко М.Ю., Бажин В.Ю., Салтыкова С.Н., Шариков Ф.Ю. Изменение химического состава и свойств горючих сланцев во время термической обработки. – Кокс и химия, 2014, №10, с. 46–49.

13. Назаренко М.Ю., Бажин В.Ю., Салтыкова С.Н., Коновалов Г.В. Изучение физико-химических свойств горючих сланцев. – Кокс и химия, 2014, №3, с. 44–49.
14. Воль-Эпштейн А.Б., Платонов В.В., Шпильберг М.Б., Клявина О.А., Окушко В.Д., Колябина Н.А. Термокрекинг нефтяного гудрона. – Химия твердого топлива, 1990, №5, с. 86–91.
15. Гордов Е.Г., Воль-Эпштейн А.Б., Зотова О.В., Шпильберг М.Б. Разделение продуктов термического растворения сланцев. – Химия твердого топлива, 1990, №3, с. 69–73.
16. Берг Г.А., Хабибулин С.Г. Каталитическое облагораживание нефтяных остатков. – Л., Химия, 1986, 190 с.
17. Платонов В.В., Воль-Эпштейн А.Б., Клявина О.А., Ивлева Л.Н., Прокофьев Е.Е. Исследование структуры соединений продуктов термического растворения керогена-70 из Прибалтийского горючего сланца-Кукерсита. – Химия твердого топлива, №3, 1982, с. 49–52.
18. Ван-Нес К., Ван-Вестен Х. Состав масляных фракций нефти и их анализа. – М., Изд-во иностр. литературы, 1954.
19. Камнева А.И., Королев Ю.Г. Лабораторный практикум по химии топлива. – М., Изд-во МХТИ, 1975.
20. Беллами Л. Инфракрасные спектры сложных молекул. – М., Изд-во иностр. литературы, 1963.
21. Воль-Эпштейн Д.Б., Шпильберг М.Б., Платонов В.В., Руденский А.В. Горючие сланцы – доноры водорода при термическом растворении бурого угля Канско-Ачинского бассейна. – Химия твердого топлива, 1987, №2, с. 75–77.
22. Крыпина С.М., Ковалев К.Е., Саранчук В.И., Исаева Л.Н. Исследование термического разложения горючих сланцев. – Химия твердого топлива, 1989, №4, с. 16–21.
23. Maloletnev A.S., Kairbekov Zh.K., Yemelyanova V.S., Myltykbaeva Zh.K., Baizhomartov B.B. The deep processing of oil residues conjunction with shales. – Вестник КазНУ им. аль-Фараби, Сер.хим., 2012, №4 (68), с. 22–28.
24. Кайрбеков Ж.К., Емельянова В.С., Малолетнев А.С., Байжомартов Б.Б. Термокаталитический гидрогенолиз горючих сланцев. – Вестник КазНУ им. аль-Фараби. Сер.хим., 2012, №4 (68), с. 119–125.
25. Kairbekov Zh.K., Yemelyanova V.S., Baizhomartov B.B. Thermocatalytical processing of coal and shales. – Вестник КазНУ им. аль-Фараби. Сер.хим., 2012, №4 (68). с. 126–133.
26. Kairbekov Zh.K., Jeldybayeva I.M. Yermoldina Ye.T., Maloletnev A.S. Thermal cracking of fuel Oil in slate mixture. – The Bulletin of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, 2018, с. 42–47.

МҰНАЙ ҚАЛДЫҒЫНЫҢ АУЫР ФРАКЦИЯСЫН ТАҚТАТАС ҚОСПАСЫМЕН ТЕРМОКРЕКИНГТЕУ

Бұл жұмыста гудрон мен ұсақталған жанғыш тақтатас қоспасы негізінде мотор отындарының компоненттерін алу термокрекинг процесіне байланысты зерттеулер туралы баяндалған. Технологиялық параметрлерді оңтайландыру нәтижелері келтіріліп, (тақтатас концентрациясы, температура мен процестің ұзақтығы) осы процестің материалдық балансы жасақталды (масс.%). Бір сатылы өңдеу кезінде салыстырмалы түрде, жеңіл жағдайда, (5 МПа, 425°C шикізатты берудің көлемдік жылдамдығы 1,0 сағ-1) гудронның терең деструкциясы жүзеге асады (бастапқы гудронға есептегенде қайнау температурасы 200°C дейінгі бензин фракциясы ~12 масс.%; қайнау темпе-

ратурасы 200–370°C орташа дистиллятта ~43-44 масс.%; қайнау температурасы 370°C-тан жоғары термокрекинге шикізаты ~15-16 масс.%). Түзілген кокс тәрізді өнімдер мен шикізаттың құрамындағы ванадий (V) мен никель (Ni) тақтатастың минералды бөлігінде жиналып, процес барысында түзілген сұйық өнімдермен бірге реакциялық аймақтан шығарылды.

Түйін-сөздер: термиялық крекинге, қатты мұнай қалдығы, гудрон, тақтатас, мотор отындары, Кендірлік кен-орны, кокс түзілуі.

THERMOCRACKING OF A HEAVY FRACTION OF THE OIL RESIDUE IN A MIXTURE WITH SHALE

The process of tar thermal cracking in a mixture with crushed oil shale to obtain components of motor fuels and raw materials for the process of thermal cracking is investigated in this paper. The optimization results of technological parameters (shale concentration, temperature, and duration) are presented and the material balance (mass.%) of the process is made. It was found that during single-stage processing under relatively mild conditions (5 MPa, 425°C, feed space velocity of 1.0 h⁻¹), a deep destruction of tar is achieved (the yield of the gasoline fraction from boiling point to 200°C is ~12 wt.%; medium distillates with boil. point 200–370°C-43-44 mass.%; raw materials for thermal cracking with boil. point above 370°C ~15-16 wt.% on per the original tar). The generating coke-like products and the V and Ni contained in the raw materials are deposited on the mineral part of the shale and removed from the reaction zone with the liquid products of the process.

Keywords: thermal cracking, hard fuel-oil residue, tar, shale, road fuels, Kenderlyk, coke formation.

Информация об авторах

Каирбеков Жаксынтай – докт. хим. наук, профессор, zh_kairbekov@mail.ru.

Джелдыбаева Индира Мухаметкеримовна – докт. PhD по химии, ведущий научный сотрудник, indiko_87@mail.ru.

Суймбаева Салтанат Маликовна – докт. PhD по нефтехимии, старший научный сотрудник, saltanat_suimbayeva@mail.ru.

НАО «Казахский национальный университет имени аль-Фараби», г. Алматы, Казахстан

Сармурзина Раушан Гайсиевна – докт. хим. наук, профессор, академик Национальной Академии наук, sarmurzina_r@mail.ru.

Председатель ОЮЛ «Нефтегазохимия», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.276.64

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ: ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ГЕЛЕПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ASP-ВОЗДЕЙСТВИЕ

Ф.Э. Сафаров, С.Ю. Лобанова, Б.У. Елубаев, Н.Е. Таламанов,
Сунь Чжидзянь, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин

Представляемая работа относится к области технологий по увеличению коэффициента извлечения нефти с помощью физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (заводнение с участием поверхностно-активных веществ и циклическое гелеполимерное заводнение) применительно к юрским и меловым отложениям высоковязкой нефти Северо-Бузачинской нефтегазоносной области.

В статье приведены результаты опытно-промышленных испытаний технологии циклического гелеполимерного заводнения, проведенных на коллекторе с высоковязкими нефтями (вязкость в пластовых условиях свыше 300 мПа·с) м. Северные Бузачи, что является расширением границ применения метода. В работе использовали методы гидродинамического моделирования, математического анализа; необходимые параметры трещин и «суперколлекторов» для расчета рабочих объемов закачиваемых композиций оценивали с помощью трассерных исследований.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, проницаемостная неоднородность, прорывы воды, трещиноватость, суперколлектор, гелеполимерное заводнение, изоляция трещин, выравнивание профиля приемистости, высоковязкие гели, коэффициент вытеснения, ASP.

Введение

Юрские и меловые отложения нефти Северо-Бузачинской нефтегазоносной области характеризуются значительными проницаемостями, небольшими глубинами залегания и невысокими пластовыми температурами. Добываемая нефть относится к трудноизвлекаемым запасам по критерию высокой вязкости, характеризуется высоким содержанием асфальтенов и смол и низким содержанием парафинов. Обширные водонефтяные зоны, неоднородный и расчленённый коллектор с широким интервалом проницаемости вплоть до трещиноватости осложняют разработку таких месторождений. Вышеперечисленные особенности свойств пластовых флюидов и продуктивного коллектора приводят к тому, что в условиях эксплуатации аналогичных

залежей методом заводнения уже при небольшом отборе (менее 10%) извлекаемых запасов наблюдается прорыв воды в добывающие скважины. Проблема повышения нефтеотдачи пластов на неоднородных коллекторах с высоковязкими нефтями осложнена ещё и тем, что нефти в пластовых условиях проявляют структурно-механические свойства, и это характерно для юрских и меловых отложений мезозойского нефтегазонакопления. Кроме того, такая нефть залегают неглубоко, коллектор представлен слабосцементированным песчаником («рыхлый»), и это создает дополнительные осложнения при добыче нефти. Как показали результаты фильтрационных исследований на схожих отложениях песчаников, при фильтрации пластовой воды через натурный керн в термобарических условиях

пласта происходит снижение его проницаемости. В этот процесс вносят вклад и набухание глин, и разрушение «рыхлого» коллектора. Поэтому наиболее перспективными в таких коллекторах являются работы по воздействию на призабойную зону пласта (далее – ПЗП) добывающих скважин с целью восстановления их коэффициента продуктивности терморегентными составами [1, 2]; изоляция промытых нагнетаемой водой высокопроницаемых каналов фильтрации (далее – ВКФ) [3–5], усиление мощных свойств воды за счет гелеполимерных систем и композиций поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), способных значительно увеличить

коэффициент вытеснения нефти водой (далее – Квыт.) и коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) [5, 6].

Как правило, текущее состояние разработки месторождений Северо-Бузачинской нефтегазоносной области можно охарактеризовать значительным опережением темпов обводнения продукции над выработкой запасов и низким прогнозным отбором извлекаемых запасов. Характерная зависимость логарифма водонефтяного фактора от накопленного отбора нефти, иллюстрирующая ситуацию с разработкой м. Северные Бузачи [7], и обновленная на дату 01.01.2021 представлена на рис. 1:

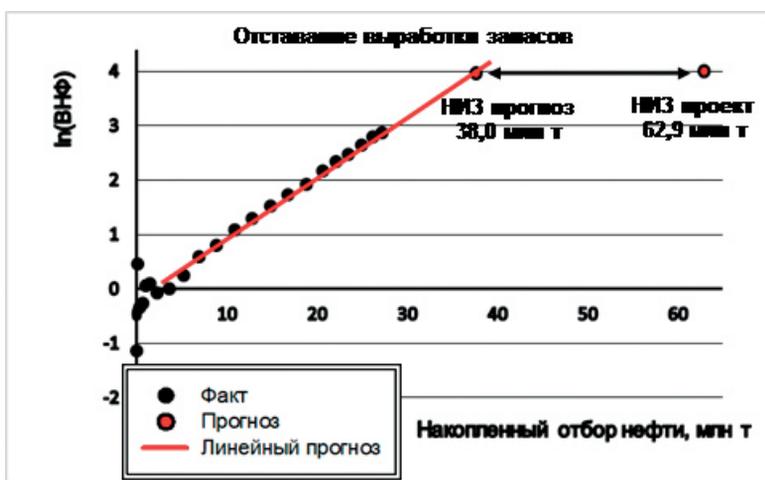


Рисунок 1. Прогнозный отбор начальных извлекаемых запасов нефти

На м. Каражанбас работы по выравниванию профиля приёмности (далее – ВПП) нагнетательных скважин при нагнетании пара не проводятся, что в условиях послышной неоднородности резко снижает эффективность паротеплового воздействия. Закачка пара приводит к его прорывам по верхней части продуктивного пласта, оставляя неохваченными заводнением значительные запасы нефти. В ходе закачки системой поддержания пластового давления (далее – ППД) воды аналогичные процессы происходят в меньшей степени, но их влиянием также нельзя пренебрегать.

Неоднородность коллектора по проницаемости не позволяет эффективно

применять обычное «классическое» полимерное заводнение для выравнивания фронта вытеснения нефти, при котором вместо воды нагнетается значительный объем низкоконцентрированного раствора полимера. В таком коллекторе происходит быстрый прорыв полимера в забой добывающих скважин. Одним из способов борьбы с описанными выше процессами является технология комплексного гелеполимерного воздействия на обводненные участки продуктивных пластов через нагнетательные скважины, позволяющая значительно увеличить коэффициент охвата пласта заводнением (Кохв.) с ростом Квыт. по данным фильтрационных экспериментов до 12%. В ходе реализации

технологии сначала производится ВПП нагнетательной скважины. Закачиваются водонабухающие полимеры или синтетические смолы; после них – высоковязкие гидрогели. Далее нефть вытесняется оторочкой маловязкого (слабого) гидрогеля на основе сшитого полиакриламида. Описанная выше технология была реализована на м. Северные Бузачи. Исследования в области научно-инженерного обоснования возможности использования нетеплового метода увеличения нефтеотдачи пластов стартовали в 2006 г. Это плод совместных усилий научных институтов АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (Казахстан) и Синьцзянский институт нефти и газа (Китай). Отметим, что, согласно существующей на момент начала выполнения проекта общемировой практике, вязкость добываемой нефти свыше 300 мПа·с являлась ограничением применимости метода, отсутствовали опубликованные работы по полимерному заводнению в таких условиях [8]. На сегодняшний день в мире производятся работы по увеличению нефтеотдачи пласта полимерными системами с ещё более вязкими нефтями (порядок величины – тысячи мПа·с), например, на м. Мармул и Нимр в Омане; м. Пеликан Лейк, Муни, Сиал, Кактус Лейк и Медицин Хат в Канаде, но к данным работам приступили в более позднее время, уже после старта описанного в статье проекта [9].

Другим способом увеличения нефтеотдачи пласта с отложениями высоковязких нефтей в условиях закачки пара является комплексное воздействие термостабильными композициями ПАВ + сшитые полимерные системы (далее – СПС). При реализации технологии на первом этапе блокируются высокопроницаемые каналы фильтрации, далее производится закачка оторочки, включающей щелочной агент, ПАВ и полимер ASP оторочки, позволяющей значительно увеличить эффективность извлечения нефти. Сущность заводнения с применением композиций ПАВ заключается в повышении нефтевытесняющих свойств воды и активации капиллярных и диффузионных процессов вытеснения за счет снижения краевого угла смачивания и межфазного поверхностного натяжения (далее – МПН) нефти на

контакте с закачиваемым коктейлем ПАВ [10]. Применение мицеллярных технологий увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов способствует отмыву пленочной нефти, гидрофилизации породы, снижению набухаемости глинистых минералов, ускорению капиллярной пропитки, увеличению фазовой проницаемости для нефти. Механизм действия технологии заключается в солюбилизации мицеллами ПАВ нефти и воды. При этом если гидрофобность углеродного хвоста и гидрофильность полярного головки ПАВ при заданном уровне минерализации водной фазы сопоставимы, то может образовываться маловязкая непрерывная средняя фаза типа III по Винзору (это две равновесные изотропные непрерывные фазы с почти нулевым краевым углом смачивания между ними и величиной МПН на границе раздела фаз менее 10^{-3} мН/м), позволяющая мобилизовать защемленную нефть из микропор и ловушек [11, 12]. Высоковязкая нефть вносит дополнительные сложности в ходе реализации проектов по ПАВ-заводнению, поскольку учет контроля подвижности ASP оторочки тем важнее, чем выше вязкость нефти. Реализация технологии на участках, где производится закачка пара, требует применения термостабильных композиций и для ВПП, и для ASP. При температуре выше 60°C ПАВ на основе сульфатов и алкоксисульфонов не могут использоваться вследствие того, что связи S–O и C–O подвергаются гидролизу. Поэтому для осуществления мицеллярного и ASP-заводнения в таких условиях, с учетом низких мировых цен на нефть и её перепроизводства, задача подбора более доступных ПАВ является очень актуальной. Внедрение технологии позволит получить дополнительный доход за счет увеличения дебита нефти и снижения количества попутно добываемой пластовой воды.

Представляется интересным отметить результаты реализации пилотного проекта по ASP-заводнению в России на Западно-Салымском месторождении [13], где можно отметить, что для достижения значительного эффекта отмывающего действия коктейля ASP (5% остаточной нефтенасыщенности коллектора после воздействия) необходимо понести се-

рьезные материальные затраты. В них входят приобретение оборудования для приготовления закачиваемых растворов (для полимеров и для ПАВ – разные типы оборудования), модернизация системы подготовки нефти (строительство дополнительного блока разделения эмульсий), разбуривание опытного участка по уплотненной сетке и т.д.

Работы по ПАВ-заводнению на зрелых месторождениях могут быть нерентабельными в связи с необходимостью вложения описанных выше затрат на поверхностное обустройство, позволяющее закачивать эффективно отмывающие нефть композиции ASP. Поэтому использование коктейлей ПАВ, не образующих высокостабильных эмульсий с пластовой нефтью, не требующих затрат на поверхностное обустройство, системы подготовки которых проще и дешевле, и обеспечивающих увеличение Кв.ит. до 15% по сравнению с базовым заводнением водой, может быть с экономической точки зрения предпочтительнее. Кроме того, внутренние олефины, сырье для производства термостабильных ПАВ в СНГ отсутствует, поэтому стоимость таких ПАВ значительна, что затрудняет достижение рентабельности проектов с их участием.

Результаты

Далее технология на основе композиции ПАВ будет отражена тезисно, а технология гелеполимерного воздействия – более подробно, поскольку опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) композиции ПАВ только запланированы, а комплексная технология гелеполимерных составов (далее – ГПС) уже была испытана на 16 участках юрских отложений и на 2 участках меловых отложений м. Северные Бузачи с высокой технико-экономической эффективностью.

Комплексная технология ASP + СПС

В ходе выполнения лабораторных экспериментов по разработке композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи мы протестировали 10 образцов индивидуальных термостабильных анионных ПАВ (далее – АПАВ) (производитель: ООО «Завод синтанолов», входит в группу компаний

НОРКЕМ) и их композиций и 4 образца «жертвенных» неионогенных ПАВ (далее – НПАВ), различные щелочные агенты (снижают потери ПАВ, омыляют полярные компоненты нефти) а также СПС, стабильные при высоких (до 90°C) температурах (21 образец от 6 компаний-производителей). Полимер в этой технологии выполняет 2 функции: контроль подвижности ASP-оторочки (входит в состав коктейля); ВПП нагнетательной скважины (термостабильная СПС) и снижение расхода ПАВ на непродуваемую закачку (исключение потерь коктейля ПАВ по естественным и техногенным трещинам). СПС выполняет роль потокоотклоняющего экрана, блокирующего высокопроницаемые каналы фильтрации, промытые ранее нагнетаемой водой системы ППД, и перераспределяющего композицию ПАВ в неохваченную заводнением ранее нефтенасыщенную область пласта.

ПАВ подбирали по соответствию следующим критериям способности к:

- снижению межфазного поверхностного натяжения на границе вода/нефть;
- отмыванию пленки нефти;
- образованию микроэмульсии III фазы по Винзору.

Для определения наиболее оптимальной композиции ПАВ проводили следующие эксперименты:

- записывали изотермы поверхностного натяжения и рассчитывали критические концентрации мицеллообразования;
- определяли стабильность растворов ПАВ по отношению к солевой и температурной агрессии для условий конкретного пласта;
- определяли эффективные концентрации ПАВ в растворах;
- выявляли тип мицеллярных систем, которые образуют композиции ПАВ по классификации Винзора;
- проводили эксперименты по сканированию оптимальной минерализации системы и по влиянию различных солей на способность к образованию микроэмульсии средней фазы типа III по Винзору;
- определяли эффективность отмывания пленки нефти пластовой водой и фазовое поведение композиции ПАВ в

системе нефть/вода;

- подбирали эффективные концентрации полимеров для контроля подвижности ASP оторочки.

В результате выполнения работы на основе российских ПАВ был разработан коктейль, включающий АПАВ, НПАВ, щелочной агент и СПС, который позволяет увеличить Квыт. более чем на 15% в низкопроницаемой части объемной модели пласта (по результатам фильтрационных экспериментов) в условиях высокой температуры ($T > 87^{\circ}\text{C}$) и низкой проницаемости поровой матрицы (менее 10 мД), при наличии суперколлекторов и промытых нагнетаемой водой ВКФ, что является конкурентным результатом таких работ. Проведение ОПИ по ASP-заводнению запланировано на высокотемпературных юрских пластах, и после адаптации к пластовым условиям м. Каражанбас данная технология может быть испытана.

Технология гелеполимерного воздействия

Как уже отмечалось ранее, применение «классического» полимерного заводнения на месторождениях типа Каражанбас по ряду причин малоэффективно. Во-первых, высокая вязкость нефти приводит к кинжальным прорывам закачиваемой воды по высокопроницаемым зонам коллектора, что снижает охват низкопроницаемых зон коллектора заводнением. В таких условиях для выравнивания фронта вытеснения требуется закачка вязкоупругих полимерных составов, что резко увеличивает расход полимера и ухудшает экономические показатели применения технологии. Во-вторых, высокая проницаемость продуктивного пласта, наличие так называемых «суперколлекторов» и магистральных трещин, соединяющих забои нагнетательных и добывающих скважин, приводят к снижению Кохв. макропор. При этом закачиваемая вода вытесняет нефть, в первую очередь, из суперколлекторов и трещин с последующей «холостой» циркуляцией по ним, не совершая полезной работы по вытеснению нефти. В результате полимерный раствор быстро прорывается к забоям добывающих скважин, что может негативным образом сказываться на под-

готовке нефти, и это особенно характерно для магистральных трещин. Гидрофобный коллектор, содержащий вязкую нефть, обладает пониженной способностью к адсорбции полиакриламида (далее – ПАА), что обусловлено наличием пленки нефти на поверхности продуктивной породы. Прорывы по высокопроницаемым каналам фильтрации нагнетаемого в пласт пара усугубляют ситуацию с вытеснением нефти, поскольку уже на начальных стадиях разработки формируются водопротыкаемые трещины и суперколлекторы. Решение проблемы, в первую очередь, требует ограничения проницаемости по воде трещин и суперколлекторов. В случае закачки пара нужно дополнительно защищать закачанную оторочку термостабильными составами. Таким образом, уже на начальной стадии разработки становится актуальным ВПП нагнетательных скважин и изоляция промытых водой ВКФ.

В данных условиях оптимальным является вариант комплексного воздействия, когда одновременно с водоизоляцией рабочий агент позволяет улучшить нефтевытесняющие свойства закачиваемой воды.

Известно [6, 14–16], что растворы полимеров могут значительно повысить эффективность охвата микропор пласта заводнением благодаря вязкоупругому течению в поровой среде. Влиянию вязкоупругих свойств растворов полимеров на эффективность вытеснения нефти посвящен ряд работ [17, 18], в которых делается вывод о том, что именно вязкоупругие свойства полимерных растворов повышают их нефтевытесняющие свойства по сравнению с ньютоновскими жидкостями. В работе [19] составлена математическая модель течения вязкоупругой жидкости в тупиковых порах, и проанализированы факторы, влияющие на эффективность охвата микропор заводнением. Выявлено, что основным фактором, влияющим на эффективность охвата микропор заводнением, является упругость вытесняющей жидкости. Таким образом, можно ожидать, что повышение вязкоупругих свойств вытесняющего агента, закачка оторочек сшитого геля (химическая сшивка макромолекул значительно повышает упругие свойства состава) будет эффективно перераспределять фильтрационные потоки,

что будет способствовать более эффективному вытеснению нефти. Если такие работы совместить с ASP-заводнением, то положительный эффект от воздействия может быть значительно усилен.

С учетом вышеизложенного была разработана и предложена к внедрению технология циклической закачки ГПС, представляющих собой «сильные», трехмерно сшитые гели (устранение макропроницаемой неоднородности, т.е. изоляция трещин), редко (частично) сшитые, «слабые» гели (увеличение Кохв. микропор заводнением, т.е. ВПП и вытеснение вязкой нефти). Технология позволяет изолировать высокопроницаемые водопромытые каналы – трещины и суперколлекторы, тем самым увеличивая эффективность вытеснения нефти на уровне микропор, благодаря повышенным, по сравнению с полимерными растворами, упругим свойствам. Проведенные исследования показали, что редко сшитые гели, также, как и полимерные растворы, фильтруются сквозь поровую матрицу коллектора, но в отличие от них, обладают более высокой стойкостью к различного рода деструкциям.

Осуществление пилотного проекта

В ходе лабораторных исследований (2006–2007 гг.) выбрали оптимальную марку высокомолекулярного полиакриламида, способную загущать высокоминерализованные пластовые воды и химически сшиваться в трехмерный гидрогель. Разработана технологическая схема, выбрано оборудование подготовки сточной воды, используемой для приготовления полимерного раствора, формирования и закачки в скважину ГПС. Пилотный проект стартовал в июле 2008 г. Для его реализации построили комплексную установку приготовления и закачки ГПС. В её состав входят блок очистки воды КАМ-500 (производительность 500 м³/сут) и блок приготовления и закачки рабочих растворов KLZ-150 (производительность 150 м³/сут), разработанные Синцзянской компанией разработки и развития новых технологий

«Кели» (далее – Кели). Подтоварную воду очищали добавками нейтрализатора кислорода, коагулянта и флокулянта механических примесей, а также ингибитора коррозии. Норматив на содержание ионов железа в очищенной для приготовления полимерного раствора – не более 2 мг/л; на содержание взвешенных частиц – не более 5 мг/л; нефтепродуктов – не более 20 мг/л. Полимерный раствор «распускали» в 2 емкостях созревания, снабженных механическими мешалками и работающими попеременно. Объем емкостей обеспечивал приготовление раствора ПАА в течение 4 ч, после чего добавляли сшиватель.

За период реализации первого цикла проекта (12 мес) в нагнетательную скважину опытного участка закачали 28 тыс. м³ рабочего раствора ГПС, что составляет 25% замещенного порового объема. В результате израсходовали 42 т ПАА марки SD-6800 и соответствующее количество сшивателя на основе цитрата алюминия. В процессе реализации проекта по гелеполимерному заводнению устьевое давление в нагнетательной скважине возросло от 0 до 36 атм, при этом по её очагу снизилась обводненность добываемой жидкости и увеличилась добыча нефти. Динамика фактических и базовых показателей опытного участка приведена на рис. 2.

Дополнительная добыча нефти по участку, оцененная по интегральным характеристикам вытеснения, составила 29,4 тыс. т. При этом учтена дополнительная добыча нефти только за счет снижения обводненности, с учетом потерь за счет снижения отбора жидкости. Удельная технологическая эффективность проекта составила более 400 т нефти на 1 т полимера. Экономические расчеты показали, что срок окупаемости проекта составил 25 мес с момента начала первых инвестиций, рентабельность проекта – 95,8%. Проект на опытном участке признали экономически привлекательным, что определило целесообразность продолжения работ и расширения полимерного заводнения на месторождении.

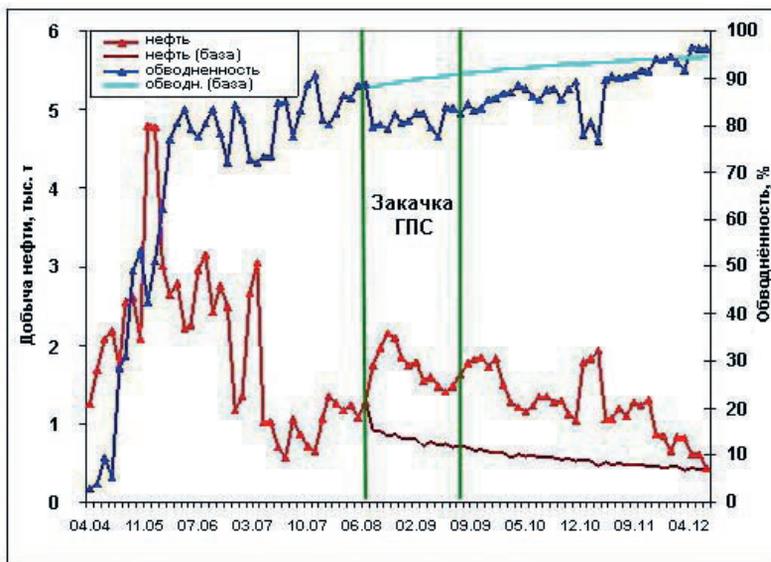


Рисунок 2. Динамика фактических и базовых (прогноз по интегральной характеристике вытеснения) эксплуатационных показателей добывающих скважин участка скв. 6103 м. Северные Бузачи по добыче нефти и обводненности

Для независимой экспертной оценки и анализа результатов первого цикла работ были привлечены специалисты ООО «РН-УфаниПИнефть», которые в 2010–2015 гг. совместно с Кели осуществляли научно-инжиниринговое сопровождение проекта, в частности, своими силами производили трассерные исследования, входной контроль качества используемых реагентов, готовили образцы-свидетели закачиваемых составов для контроля их качества.

Анализ результатов первого цикла работ позволил сформулировать стратегию продолжения ОПИ. Стратегия заключается в разделении задач:

- по изоляции суперколлекторов и трещин с целью ликвидации линейной фильтрации;
- по ВПП с целью ликвидации преждевременного прорыва воды при радиальной фильтрации по матрице;
- по вытеснению вязкой нефти с увеличением Коэф. по вертикали и латерали.

Перед проведением работ на каждом участке необходимо проведение трассерных исследований с количественной оцен-

кой на участке дренирования нагнетательной скважины объемов суперколлектора и ВКФ, раскрытости трещин. До, в процессе и после гелеполимерного воздействия на опытных участках необходимо провести комплекс гидродинамических и геофизических исследований, кроме того, нужна адаптация составов по вязкости, водоизолирующим свойствам, по типу сшивателя, а также по объемам закачки составов в конкретную скважину. Для создания наиболее полной гидродинамической связи между нагнетательной и всеми реагирующими добывающими скважинами следует привести в соответствие степень вскрытия продуктивных пропластков и работающие интервалы. Для объективной оценки отклика пласта на каждом этапе физико-химического воздействия целесообразно использовать метод Холла [20], позволяющий определять и фактор сопротивления, и фактор остаточного сопротивления. В ходе работы нужно обратить внимание на сохранение реологических свойств геланта на устье нагнетательной скважины, на время сшивки полимера в пластовых условиях для каждого состава, на своевременное изменение режима и параметров закачиваемого

мого полимерного раствора в зависимости от динамики изменения давления закачки и соответствующего отклика продуктивного пласта.

Кроме вышеперечисленного, необходимо подтверждение технологической и экономической эффективности применения разработанной технологии на других участках с аналогическими горно-геологическими условиями юрских отложений, а также на меловом объекте разработки.

Обоснование стратегии физико-химического воздействия

Как отмечалось, наиболее приоритетной задачей при решении проблемы увеличения нефтеотдачи является эффективная изоляция магистральных трещин и суперколлекторов с целью устранения линейной фильтрации закачиваемой воды. На м. Северные Бузачи для изоляции трещин применяли водонабухающие предварительно сшитые полимеры сетчатого строения [21] и синтетические водонабухающие смолы, способные к значительному набуханию в высокоминерализованной воде и эластичной деформации при фильтрации в пористой среде. Объем суспензии закачиваемой смолы и степень помола определяли по результатам трассерных исследований. Синтетическая смола обладает высокой селективностью по проницаемости, о чем свидетельствуют данные фильтрационных исследований [7] (при фильтрации в матрицу происходит торцевая забивка без проникновения изолирующих частиц в пористую структуру, что исключает кольматацию продуктивного пласта). На высокопроницаемой модели (суперколлектора) по остаточным факторам сопротивления при прямой и обратной фильтрации регистрируется проникновение частиц смолы в суперколлектор и эффективное увеличение фильтрационного сопротивления для воды.

Основной задачей этапа выравнивания профиля приемистости является создание условий для обеспечения максимальной селективности закачиваемой гелевой композиции по проницаемости при радиальной фильтрации в призабойной зоне. Хорошо известно [5], что увеличение вязкости способствует снижению селективности при

размещении водоизолирующих составов в высокопроницаемых интервалах. В связи с этим на этапе выравнивания фронта вытеснения и при вытеснении нефти гелеполимерным заводнением необходимо использовать составы с замедленным гелеобразованием, что позволяет в призабойной зоне нагнетательной скважины работать с маловязкими растворами, обеспечивающими высокую селективность изоляции. При этом необходимо быть уверенным в успешной сшивке полимерной системы в процессе фильтрации композиции водного раствора полимера со сшивателем в пористой среде в динамическом режиме. Проведенные фильтрационные исследования на моделях пористой среды из дезинтегрированных кернов м. Северные Бузачи длиной 100 см и проницаемостью, соответствующей среднему значению мелового объекта разработки (2,5 мкм²), показали, что в процессе фильтрации полимерного раствора с добавками сшивателей на основе ацетата хрома и комплексного органического сшивателя на основе замещенных фенолов и формальдегида перепад давления повышался, что обусловлено увеличением вязкости растворов в результате сшивки, тогда как при фильтрации полимерного раствора без добавок сшивателя давление в процессе фильтрации медленно убывает. Это доказывает, что химическая сшивка частично гидролизованного ПАА протекает в динамических условиях фильтрации, причем время сшивки в зависимости от концентрации полимера и сшивателя составляет от 4 до 7 сут, что является оптимальным для решения задачи гелеобразования в межскважинном пространстве по пласту, не создавая проблем в ПЗП обрабатываемой скважины.

В ходе тестирования стабильности композиций со сшивателями различной природы выяснилось, что гель, сшитый ацетатом хрома, по стабильности значительно уступает сшитому комплексным органическим сшивателем (далее – КОС) [4]. Поэтому для структурной сшивки полимерного раствора использовали только КОС на основе замещенных фенолов и формальдегида, оптимальные соотношения которых при различных концентрациях полимера были предварительно подобраны по результатам лабораторных исследований.

Заключительный этап проекта – вытеснение высоковязкой нефти – характеризуется закачкой значительных объемов ГПС. Фильтрационные эксперименты на натуральных керновых моделях м. Северные Бузачи показали, что при соблюдении основных геолого-физических условий и закачке в линейную модель пласта 30% её порового объема рабочих растворов ГПС на основе ПАА позволяют обеспечить прирост Квыт. до 12% по отношению к базовому заводнению водой.

Традиционно считается, что при вытеснении нефти повышенной вязкости (до 30 мПа·с) необходимым условием увеличения охвата пласта заводнением является достижение значения вязкости вытесняющего агента, соответствующей вязкости пластовой нефти. Оказалось, что применительно к разработке коллекторов, содержащих высоковязкую нефть (более 100 мПа·с), это положение требует существенного уточнения в части достижения целевых значений вязкости вытесняющего агента. Об этом же свидетельствует статья Деламида [9], в которой фигурируют виды нефтей вязкостью до 8000 сПз. Применительно к условиям м. Северные Бузачи показано, что для эффективного вытеснения высоковязкой нефти (316–417 мПа·с) необходимо и достаточно использовать вытесняющий агент с вязкостью 40–100 мПа·с (т.е. вязкостью от 3 до 10 раз меньше).

Комплекс трассерных исследований

Успешность применения технологии во многом зависит от параметров физико-химического воздействия на каждом из этапов – объема закачки ГПС, концентрации ингредиентов, скорости движения фильтрующей воды, наличия и линейных размеров трещин, проницаемости поровых каналов и в целом фильтрационной обстановки на участке. Трассерные исследования позволяют оценить перечисленные параметры и во многом повысить успешность применения ГПС. Анализ розы-диаграммы распределения меченых фильтрационных потоков на опытном участке (скв. 47) показал наличие гидродинамической связи на участке с 11 добывающими скважинами, по которым следует ожидать положительного эффекта от закачки ГПС. В 5 скв. время

выноса трассерной жидкости составило менее 3 ч (скорость фильтрации 1,1 км/сут, проницаемость 289 мкм²), что свидетельствует о наличии ВКФ, по которым нагнетаемая вода фильтруется «вхолостую», что приводит к неравномерной выработке запасов по участку. Были оценены размеры пористых тел, на которые необходимо воздействовать на первой стадии проекта: объем суперколлекторов для изоляции 7,3 м³, объем ВКФ для выравнивания профиля приемистости 36,3 м³. Относительно этих значений рассчитаны достаточные объемы рабочих растворов для обеспечения надежной изоляции высокопроницаемых каналов. Оценка диаметров каналов фильтрации в суперколлекторах позволяет оценить требуемый диаметр частиц (степень помола) водонабухающей смолы.

Трассерные исследования проводили на каждом из участков закачки ГПС, что позволило оптимизировать расход реагентов и оценить изменение диаграммы распределения фильтрационных потоков по очагу конкретной нагнетательной скважины.

По результатам первого цикла работ решили продолжить ОПИ по закачке ГПС на соседнем участке юрских отложений – очаге нагнетательной скв. 680. После завершения строительно-монтажных работ по переносу установок КАМ-500 и KLZ-150 в мае 2011 г. произвели закачку ГПС на данном участке. Участок характеризуется более высокой мощностью продуктивного пласта, неравномерностью по проницаемости, сильным влиянием суперколлекторов. Цикл закачки ГПС осуществлялся с мая 2011 г. по февраль 2013 г. В принятой стратегии поэтапной закачки различных по характеристикам рабочих составов было реализовано по проекту: на этапе изоляции – закачка 1520 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,2% и смолы 0,1–0,5%, на этапе ВПП – закачка 5700 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,25–0,5%, на этапе вытеснения основной оторочкой – закачка 63000 м³ ГПС с концентрацией полимера 0,15–0,3%. Всего по проекту было израсходовано 129,5 т ПАА. Суммарный объем закачки ГПС составил 24% от замещенного порового объема участка воздействия. В ходе выполнения закачки высоковязких составов ГПС рабочее давление закачки повысилось с 1 до 19 атм к концу реализа-

ции проекта. По состоянию на 01.01.2015 г. дополнительная добыча нефти по участку скв. 680 оценили в 46,1 тыс. т.

Таким образом, результаты применения гелеполимерного заводнения на скв. 6103 и 680 подтвердили технологическую и экономическую эффективность метода в горно-геологических условиях м. Северные Бузачи, что позволило в 2013 г. расширить число одновременно действующих установок до 5 ед.

После завершения технологического эффекта от первого цикла закачки ГПС на участке скв. 6103 в марте 2012 г. был начат второй цикл закачки ГПС на этом же участке. При этом была скорректирована как рецептура состава ГПС, так и технологии воздействия на основе предыдущего опыта работ на обоих участках на первом цикле. Второй цикл закачки ГПС на скв. 6103 завершён в июне 2013 г. с положительным результатом: по состоянию на 01.01.2015 г. за счет гелеполимерного воздействия по участку дополнительно добыто 38,8 тыс. т нефти. Затраты на второй цикл воздействия полностью окупилась за 20 мес, т.к. требовалось меньше капитальных вложений.

Дальнейшее развитие проектов по закачке ГПС было реализовано на скв. 47 и 52 юрского объекта разработки и на скв. 1010К мелового объекта. Таким образом, в марте–апреле 2013 г. были запущены 3 новые установки приготовления и закачки ГПС. Запланированные объемы закачки ГПС на этих скважинах завершились в апреле 2014 г. По состоянию на 01.01.2015 г. дополнительная добыча нефти по новым 3 участкам составила 51,5 тыс. т, срок окупаемости составил 12–18 мес. В апреле 2014 г. запущены в работу 2 установки на участке скв. 681 и 6102, а в октябре этого же года началась эксплуатация еще 4 новых установок приготовления и закачки ГПС на расширенном участке юрских отложений (нагнетательные скв. 6153, 6157, 6164-3 и 6153-3).

В ходе закачки ГПС регулярно проводили геофизические и гидродинамические исследования. Записывали профили приёмности нагнетательных скважин до, во время и после завершения закачки ГПС и трёхмесячной закачки воды. В результате физико-химического воздей-

ствия наблюдается: существенное расширение принимающих вытесняющий агент интервалов продуктивного пласта (417,5–422 м и 423,5–429 м), почти полная изоляция нижнего высокопроницаемого (2 мкм²) интервала 430–431,5 м.

В целом при сопоставлении данных индикаторных исследований, проведенных до и после закачки ГПС, отслеживания динамики изменения забойного давления скв. 47, изменения профиля приемности и режимов работы реагирующих добывающих скважин видно, что выявленные высокопроницаемые каналы фильтрации блокированы в значительной степени, что позволило добиться снижения и стабилизации обводненности добываемой жидкости даже с интенсификацией отбора жидкости. Опыт применения технологии гелеполимерного заводнения показал, что в условиях существенного снижения обводненности добываемой жидкости в продукции реагирующих скважин целесообразно интенсифицировать отбор жидкости, что позволяет получить синергетический эффект и существенно увеличить технологический эффект от воздействия. Однако интенсификация отбора жидкости должна производиться при непрерывном мониторинге с целью недопущения роста уровня обводнённости до уровня, который был перед реализацией физико-химических методов увеличения нефтотдачи. Существенное снижение обводненности продукции реагирующих скважин на участке применения технологии (скв. 1010К мелового объекта разработки) при увеличении отбора жидкости приводит к значительному увеличению отбора нефти.

По состоянию на 01.01.2015 г. по участкам воздействия комплексной технологии циклического ГПС (очаги нагнетательных скв. 6103 (I), 680 (I), 6103 (II), 47, 52, 1010; от 11 до 22 реагирующих добывающих скважин на каждую), дополнительно добыто 172,1 тыс. т нефти (дополнительная добыча нефти на 1 добывающую скважину от 1004 до 2153 т, на 1 т закачанного полимера – от 85,0 до 701,5 т), использовано 778,8 т ПАА. В целом проект окупился, и суммарный поток наличности составил 36,7 млн долл. США.

Заключение

Разработана и подготовлена к испытанию комплексная технология ASP + СПС, термостабильные компоненты которой позволяют применить технологию на участках м. Каражанбас, на которых ведется закачка пара. Потенциальное увеличение Квыт. от закачки ASP превышает 15%.

Разработана, испытана и внедрена в практику на м. Северные Бузачи с высоковязкой нефтью и трудноизвлекаемыми запасами технология циклического гелеполимерного заводнения с высокой технологической и экономической эффективностью. Проведенные работы расширяют общепринятые границы применимости полимерного заводнения и дополняют немногие реализованные проекты ГПС с высоковязкими нефтями [9]. До настоящего времени повышение охвата заводнением за счет регулирования подвижности закачиваемой воды осуществлялся в основном двумя методами.

Первый метод – увеличение вязкости

вытесняющего агента – полимерное заводнение в «классическом» понимании, когда выравнивание фронта вытеснения осуществляется с проникновением полимера в низкопроницаемый интервал продуктивного пласта. Второй метод – изоляция обводненных пропластков (water shout-off) – малообъемные потокоотклоняющие технологии, при которых тампонажный материал должен в минимальной степени проникать в низкопроницаемую часть пласта, изолируя водопромытые высокопроницаемые каналы фильтрации. Оказалось, что в случае залежей с высоковязкими нефтями, осложненными наличием трещин и суперколлекторов, данные методы необходимо комбинировать и усиливать. Предлагаемая технология циклического гелеполимерного заводнения решает данную проблему, дополняя арсенал методов. На рис. 3 схематически показано место предлагаемого подхода (выделено красной пунктирной линией).

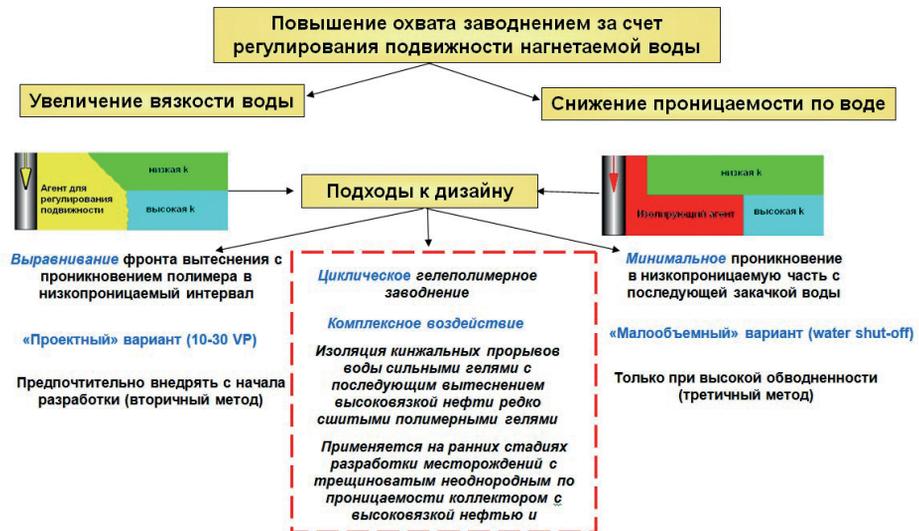


Рисунок 3. Развитие методов повышения охвата заводнением за счет регулирования подвижности нагнетаемой воды технологией циклического гелеполимерного заводнения

Анализ полученных промысловых результатов в данной работе и дополнительные исследовательские работы по уточ-

нению и адаптации технологий позволяют прогнозировать повышение привлекательности подобных проектов.

Список использованной литературы

1. Телин А.Г., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н. Газообразующий состав для удаления воды и освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. – Пат. РФ 2337125, 2007.
2. Мамыкин А.А., Муллагалин И.З., Харисов Р.Я. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. – Пат. РФ 2587203, 2015.
3. Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., и др. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения. – Нефтяное хозяйство, 2020. (4), с. 38–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43.
4. Муллагалин И. З., Коптяева Е. И., Каразеев Д. В., Исмагилов Т. А. и др. Гелеобразующий состав, сухая смесь и способы его приготовления. – Пат. РФ 2553816, 2014.
5. Seright R.S. Placement of gels to modify injection profiles. – SPE 17332, 1988.
6. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения: пер. с англ. яз. под ред. И.Н. Кольцова. – СПб., ЦОП «Профессия», 2020, 240 с.
7. Телин А., Исмагилов Т., Лобанова С., Елубаев Б., Таламанов Н., Сунь Чжидзянь, Ван Чуньси, Чжао Бо. Технология циклического гелеполимерного заводнения – эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкой нефтью. –SPE 201824-MS, 2020.
8. Kootungal, L. Ojl & Gaz Journal: international petroleum news and technology. – Tulsa, Okla., 106, 2008, (15), p. 47–59.
9. Delamaide E. Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases 2017. Georesursy, 2017, 19(3), p.166-175. DOI: 10.18599/grs.19.3.3.
10. Hirasaki G.J. Application of the Theory of Multicomponent, Multiphase Displacement to Three-Component, Two-Phase Surfactant Flooding. – SPE J., 21 (2), p. 191–204. SPE-8373-PA. DOI: 10.2118/8373-PA.
11. Winsor P.A.. Solvent properties of amphiphilic compounds. – Butterworths, London, 1954.
12. Sheng J. A Comprehensive review of ASP Flooding. – Paper SPE165358, Monterey, Carolina, USA, 2013. DOI: 10.2118/165358-MS.
13. Heyden Van der, Mikhaylenko F.H.J., E. de Reus A.J. et. al., Injectivity experiences and its surveillance in the west Salym ASP pilot. Paper EAGE ThB07, Stavanger, Norway, 2017.
14. Zhang J. W. Petrochemical Industry of Inner Mongolia. – 2013, (3), p. 28–30.
15. Urbissinova T. S., Trivedi J. J., Kuru E. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, (12), p.: 49–56.
16. Clemens T., Tsikouris K., Buchgraber M. et. al. – SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012, Tulsa, USA. SPE 154169.
17. Xia H. F., Wang D. M., Liu Z. C. et. al. – Acta Petroleum Sinica, 2001, (4), p. 60-65.
18. Yue X. A., Zhang L. J., Liu Z. C. et. al. – Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002 (3), p. 4–6.
19. Лю Икунь, Чжун Чойин и др. Факторы, определяющие эффективность охвата микропор пласта заводнением вязкоупругими полимерными растворами. – Химия и технология топлив и масел, 2015, (2), p. 18–21.
20. Silin D. B., Holtzman R., Patzek T. W. et. al. Monitoring Waterflood Operations Halls Method Revisited. –SPE 93879, 2005.
21. Bajun Bai, Fusheng Huang, Daqing Petr, Case Study on Preformed Particle Gel for In-depth Fluid Diversion. SPE 113997-MS, 2008.

ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНДАҒЫ ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРГІШТІГІН АРТТЫРУДЫҢ ТИІМДІ ӘДІСТЕРІ: ЦИКЛДЫҚ ГЕЛЬ-ПОЛИМЕРЛІК СУЛАНДЫРУ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ МЕН ASP-ӘСЕР ЕТУ

Ф. Э. Сафаров, С. Ю. Лобанова, Б. У. Елубаев, Н. Е. Таламанов,
Сунь Чжидзян, Т. А. Исмагилов, А. Г. Телин

Ұсынылған жұмыс Солтүстік Бозашы мұнай-газ аймағындағы тұтқырлығы жоғары мұнайды Юра мен Бор қабаттары шөгінділерінен алуды жоғарылату мақсатында физика-химиялық әдістерін пайдалану арқылы (беткі-белсенді заттардың қатысуымен су басу және циклдік гель-полимерлік суландыру) мұнай алу коэффициентін ұлғайтуға арналған технологиялар саласына жатады.

Бұл мақалада тұтқырлығы жоғары мұнайы бар коллекторда жүргізілген циклдік гель-полимерлік суландыру технологиясын Солтүстік Бозашы кен-орнында тәжірибелік-өнеркәсіптік сынау нәтижелері келтіріліп (қабат жағдайындағы тұтқырлығы 300 мПа·с жоғары), осы әдісті пайдалану барысында алынған нәтижелер аталған технологияны қолдану шекарасын кеңейту болып табылады. Бұл жұмысты жүргізу барысында гидродинамикалық модельдеу, математикалық талдау әдістері қолданылды. Енгізілген композициялардың жұмыстық көлемін есептеу үшін жарықтар мен «суперколлекторлардың» қажетті параметрлері трассерлік зерттеулердің көмегімен бағаланды.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, өткізгіштігі жоғары гетерогенділік, су серпілісі, жарықшақтық, суперколлектор, гель-полимерлі суландыру, жарықтарды оқшаулау, қабылдау профилін теңестіру, тұтқырлығы жоғары гельдер, ығысу коэффициенті, ASP.

EFFECTIVE EOR METHODS IN HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS: CYCLICAL GEL-POLYMER FLOODING AND ASP FLOODING

F.E. Safarov, S.Yu. Lobanova, B.Ye. Yelubaev, N.E. Talamanov,
Zhijian Sun, T.A. Ismagilov, A.G. Telin

The presented work discusses increasing oil recovery factor using physicochemical EOR methods.

This article presents the field pilot tests results related to cyclical gel polymer flooding technology as applied under the conditions productive reservoirs rich in high-viscosity oils (viscosity in reservoir conditions above 300 mPa · s) of the Buzachi North oil field, extending the boundaries of application of these methods. The work used the methods of hydrodynamic modeling, mathematical analysis; the necessary parameters of fractures and «super reservoirs» for calculating the working volumes of the injected compositions were estimated using tracer studies.

Key words: High-viscosity oil, non-uniform permeability, water breakthrough, fissuration, super reservoirs, gel polymer flooding, fissure isolation, profile log alignment, high-viscosity gels, displacement ratio, ASP (alkaline/surfactant/polymer).

Информация об авторах

Сафаров Фарит Эрикович – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела МУН, safarovfi@ufntc.ru.

Исмагилов Тагир Ахметсултанович – канд. техн. наук, эксперт, ismagilovta@yandex.ru.

Телин Алексей Герольдович – канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, telinag@ufntc.ru.

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Россия

Лобанова Светлана Юрьевна – менеджер отдела разработки, svetlana.lobanova@buzachi.kz.

Елубаев Бердибек Уланович – заместитель менеджера отдела разработки, berdibek.yelubayev@buzachi.kz.

Таламанов Николай Евгеньевич – заместитель менеджера отдела геологии и геофизики, nikolay.talamanov@buzachi.kz.

Сунь Чжидзянь – главный геолог, sun.zhijian@buzachi.kz
Бузачи Оперейтинг Лтд., г. Актау, Республика Казахстан

УДК 622.276

АКВАТЕРМОЛИЗ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРИСУТСТВИИ ОКСИДА ЖЕЛЕЗА (II, III)

А.В. Вахин, С.А. Ситнов, И.И. Мухаматдинов

Данная работа посвящена изучению преобразования тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в процессе каталитического акватермолиза. Образцы нефти представляли собой экстракты из песчаника, который подвергался паротепловому воздействию в реакторе высокого давления при температуре 200 и 250°C в течение 24 ч. В качестве каталитической композиции применяли наноразмерный оксид железа (II, III) в комплексе с донором водорода. По результатам SARA-analysis установлено, что при температуре 200°C оксид железа не проявляет свои каталитические свойства, заметного улучшения компонентного состава тяжелой нефти не происходит. Разрушение смол и асфальтенов наблюдается после термокаталитической обработки при 250°C. Это приводит к обогащению нефти более легкими углеводородами, что подтверждается данными по ГХ-МС насыщенной фракции нефти. Всё это обеспечивает существенное снижение вязкости тяжелой нефти по сравнению с некаталитическим процессом с 1140 сП до 37 сП. Образование адсорбированных на песчанике коксоподобных веществ в результате термокаталитического воздействия при 250°C выявлено по результатам ТГ-ДСК.

Ключевые слова: тяжелая нефть, оксид железа, каталитический акватермолиз, внутрислоевого облагораживание, порода-коллектор.

Введение

В настоящее время особенно важным и актуальным представляется повышение эффективности существующих методов увеличения нефтеотдачи, в частности, тепловых с использованием водяного пара.

Применение катализа на стадии разработки месторождений нетрадиционных углеводородов, а именно сверхвязких и битуминозных нефтей, позволит решить задачу интенсификации существующих тепловых методов нефтеотдачи [1, 2]. Исследования в области внутрислоевого облагораживания высоковязких нефтей в присутствии катализаторов, в частности, в виде нефтерастворимых [3, 4] и наноразмерных систем, весьма разнообразны и не теряют своей актуальности [5, 6].

Многими учеными ведутся исследования каталитически активных в процессах крекинга тяжелой нефти наночастиц оксидов металлов [7], в частности, оксидов железа [8, 9]. В работе [8] отмечается высокая эффективность различных концентраций

наночастиц Fe_2O_3 при акватермолизе тяжелой нефти при различных температурах. Экспериментальные данные показали, что степень снижения вязкости достигает более 50% в результате активации катализатором некоторых реакций. Установлено, что инъекция наночастиц $\alpha-Fe_2O_3$ совместно с паром увеличивает дебит тяжелой нефти вследствие реакций крекинга, которые разрушают C-S, C=C и C \equiv C связи тяжелых компонентов тяжелой нефти и изменяют её состав путем перевода их в легкие компоненты.

В то же время представляет интерес изучение гидротермального воздействия в присутствии породообразующих минералов, поскольку они проявляют различные каталитические свойства в отношении реакций акватермолиза [10–12].

Экспериментальная часть

Объектами исследования являлись экстрагированные из нефтенасыщенного песчаника продукты (нефть) каталитического

и некаталитического акватермолиза, а также образцы породы после экстракции.

Лабораторное моделирование каталитического и некаталитического акватермолиза осуществляли в реакторе периодического действия при температуре 200 и 250°C в течение 24 ч. В качестве каталитической композиции применяли наноразмерный оксид железа (II, III) и донор водорода [13, 14]. Модельная система представляла собой механическую смесь дезинтегрированной нефтенасыщенной породы и воды в соотношении 10 : 1. Содержание катализатора и донора водорода было зафиксировано на уровне 0,3 масс.% и 3,0 масс.% на нефть. Образцы пород после каталитического и некаталитического акватермолиза были обработаны горячим растворителем для получения нефтяных экстрактов.

Эффективность катализатора оценивали на основе данных перераспределения компонентного состава по методу SARA, который предполагал разделение образца нефти на 4 фракции: насыщенные, ароматика, смолы и асфальтены в соответствии с ГОСТ 32269-2013 и ASTM 4124-09.

Насыщенную фракцию масляных экстрактов исследовали на системе газовой хроматографии – масс-спектрометрии, включающей газовый хроматограф «Хроматек-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ, программное обеспечение Xcalibur для обработки результатов. Идентификация соединений проводилась с использованием электронной библиотеки масс-спектров NIST и литературных данных.

Термический анализ горных пород после добычи проводился с использованием термоанализатора STA 449 F1 Jupiter (Netzsch) в интервале температур 30–1000°C. Эксперименты проводились при линейных скоростях нагрева 5 К×мин⁻¹

при потоке воздуха 50 мл×мин⁻¹. Полученные кривые были обработаны Proteus Analysis v5.2.1.

Эксперименты по рентгенофлуоресцентному анализу проводили на энергодисперсионном рентгенофлуоресцентном спектрометре Clever C31 с характеристиками: материал анода Rh, толщина бериллиевого окна 0,125 мм, напряжение трубки 5–50 кВ, ток трубки 20–1000 мА, максимальная мощность 50 Вт, детектор высокого разрешения с электрическим охлаждением на элементе Пельтье, разрешение детектора 135 эВ.

Результаты и обсуждение

В табл. 1 представлена зависимость изменения компонентного состава (по методу SARA) продуктов каталитического и некаталитического преобразования, извлеченных из породы, при различной температуре (200 и 250°C) и продолжительности паротеплового воздействия 24 ч.

Результаты определения компонентного состава свидетельствуют о том, что температуры 200°C недостаточно для проявления оксидом железа каталитических свойств – перераспределения фракций в таких условиях практически не происходит. Наибольший каталитический эффект в аспекте снижения доли смол и асфальтенов и обогащения лёгкими фракциями достигается при температуре 250°C в присутствии катализатора, который интенсифицирует реакции крекинга и гидрогенолиза [8, 15]. В результате деструктивного гидрирования доля смол снизилась более, чем в 2 раза, асфальтенов – на 70% в сравнении с некаталитическим процессом. При этом значительно увеличилось содержание насыщенной фракции углеводородов – с 41,1 до 61,7 масс.%.

Таблица 1. Групповой состав (SARA-анализ) нефтяных экстрактов из породы после некаталитического и каталитического акватермолиза при 200°C и 250°C

Образцы нефтяных экстрактов		Содержание экстракта в породе, % масс.	Динамическая вязкость, сП	Групповой состав, % масс.			
				насыщенные УВ	ароматика	смолы	асфальтены
200°C	без катализатора	8,5	3165	36,0	33,4	25,1	5,6
	с катализатором	8,8	2510	40,1	30,3	23,2	6,4
250°C	без катализатора	8,3	1140	41,1	34,2	19,6	5,1
	с катализатором	5,5	37	61,7	27,9	8,9	1,5

Это связано с тем, что основное действие катализатора при данной температуре направлено на отрыв алкильных заместителей от молекул смол и асфальтенов. Это подтверждается данными по ГХ-МС насыщенной фракции углеводородов (рис. 1).

Как видно из рис. 1, хроматограммы насыщенной фракции продуктов опытов после некаталитического и каталитического акватермолиза при температуре 200°C практически идентичны. Катализатор при данной температуре обеспечивает лишь незначительный прирост н-алканов в ряду C12–C16, что коррелирует с данными по SARA-анализу. Некаталитический процесс

при 250°C обеспечивает снижение доли в основном смол. Однако заметных изменений в составе насыщенной фракции не происходит. Катализатор начинает проявлять эффективность только при 250°C. На хроматограммах фиксируется новообразование н-алканов C12–C21.

Интерес вызывает уменьшение доли экстракта в породе в присутствии катализатора (табл. 1). Это может быть связано с тем, что катализатор способствует образованию коксоподобных веществ, которые адсорбируются на породе. Данный эффект хорошо просматривается на кривых ТГ-ДСК.

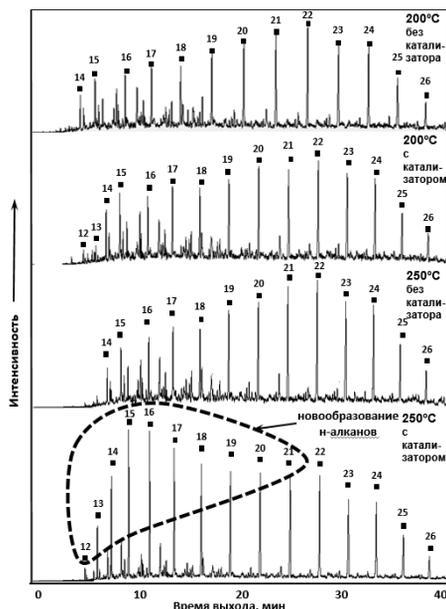


Рисунок 1. ГХ-МС хроматограммы фракции насыщенных УВ нефтяных экстрактов после некаталитического и каталитического акватермолиза при 200°C и 250°C

На рис. 2 представлены результаты ТГ-ДСК анализа экстрагированных пород после паротеплового воздействия в при-

сутствии катализатора в сравнении с некаталитическим процессом при температурах 200 и 250 °С.

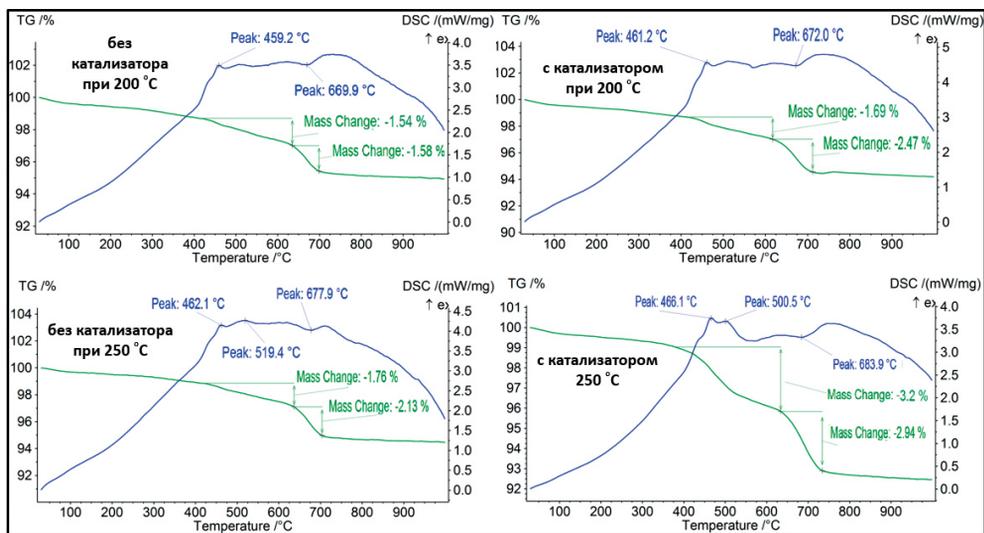


Рисунок 2. ТГ-ДСК кривые экстрагированных пород после некаталитического и каталитического акватермолиза при 200 С и 250 °С

Образцы после контрольных (без катализатора) опытов, а также каталитический процесс при 200 °С характеризуются пологим участком потери массы (черная кривая), в то время как эксперимент при 250 °С в присутствии катализатора имеет более резкий характер кривой в районе температур 400–450 °С. Вместе с тем в районе температуры около 500 °С на ДСК-кривой наблюдается появление второго характер-

ного экзотермического пика, что свидетельствует о термическом разложении более высокомолекулярных конденсированных, чем асфальтены, соединений с высокой температурой деструкции – карбенов и карбоидов [16].

В табл. 2 представлены данные по микроэлементному составу пород, выполненному с применением рентгенофлуоресцентного анализа.

Таблица 2. Микроэлементный состав пород после акватермолиза

Образцы экстрагированных пород		Содержание элементов, %		
		Fe	S	прочие породообразующие элементы
200 °С	без катализатора	9,7	2,4	87,9
	с катализатором	10,1	2,2	87,7
250 °С	без катализатора	9,7	2,4	87,9
	с катализатором	8,9	4,2	86,9

Увеличение содержания серы практически в 2 раза для опыта при температуре 250 °С подтверждает роль катализатора в

интенсификации реакции гидрогенолиза, подразумевающую разрыв связей C-S в молекулах смол и асфальтенов [17, 18].

Заключение

Проведено лабораторное моделирование акватермолиза на образце нефтенасыщенного песчаника при различной температуре в присутствии и отсутствии катализатора. В качестве катализатора применяли наноразмерный оксид железа (II, III) совместно с донором водорода. Установлено, что температуры 200°C недостаточно для проявления оксидом железа каталитических свойств. Высокая эффективность данного катализатора в улучшении качества тяжелой нефти достигается

при температуре 250°C. Установлено существенное снижение доли смол (более 50%) и асфальтенов (на 70%) и повышения легких фракций насыщенных углеводородов (на 34%) по сравнению с опытом без катализатора. Это подтверждается данными по ГХ-МС насыщенной фракции продуктов опытов – наблюдается увеличение доли n-алканов в гомологическом ряду C12–C21. Выявлено продуцирование катализатором коксоподобных веществ при термическом воздействии (250°C) в среде водяного пара и адсорбции их на породе песчаника.

Список использованной литературы

1. Maity S. K., Ancheyta J., Marroquin G. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils: A Review. – *Energy & Fuels*, 2010, v.24, p. 2809–2816. DOI: 10.1021/ef100230k.
2. Siskin M., Brons G., Vaughn S. N. Aqueous Organic Chemistry. 31,2. Aquathermolysis: Reactivity of Ethers and Esters. – *Energy & Fuels*, 1990, v.4, p. 488–492. DOI: 10.1021/ef00023a014.
3. Feoktistov D.A., Kayukova G.P., Vakhin A.V., Sitnov S.A. Catalytic aquathermolysis of high-viscosity oil using iron, cobalt and copper tallates. – *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2018, v. 53(6), p. 905-912. DOI: 10.1007/s10553-018-0880-4.
4. Khelkhal M.A., Eskin A.A., Sharifullin A.V., Vakhin A.V. Differential scanning calorimetric study of heavy oil catalytic oxidation in the presence of manganese tallates. – *Petroleum Science and Technology*, 2019, v. 37(10), p. 1194–1200. DOI: 10.1080/10916466.2019.1581814.
5. Liu X., Yang Z., Li X., Zhang Z., Zhao M., Su C. Preparation of silica-supported nanoFe/Ni alloy and its application in viscosity reduction of heavy oil. – *Micro and Nano Letters*, 2015, v. 10(2), p. 167-171. DOI: 10.1049/mnl.2014.0524.
6. Galukhin A.V., Nosov R., Eskin A., Khelkhal M.A., Osin Y. Manganese oxides nanoparticles immobilized on silica nanospheres as a highly efficient catalyst for heavy oil oxidation. – *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2019, v. 58(21), p. 8990-8995. DOI: 10.1021/acs.iecr.9b00080.
7. Noorlaily P., Nugraha M.I., Khairurrijal M.A., Iskandar F. Ethylene Glycol Route Synthesis of Nickel Oxide Nanoparticles as a Catalyst in Aquathermolysis. – *Materials Science Forum*, 2013, v. 737, p. 93–97. DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.737.93.
8. Sahar A., Mohammad R., Mohammad N., Emad R. Effect of Fe2O3 and WO3 nanoparticle on steam injection recovery. – *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2018, v. 40(3), p. 251–258. DOI: 10.1080/15567036.2013.870612.
9. Zaidullin I.M., Lakhova A.I., Ivanova I.A., Petrov S.M., Ibragimova D.A., Bashkirtseva N.Yu. Geothermal transformation of organic matter in supercritical water with magnetite and coal particles. – *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2017, v. 52(6), p. 756–761. DOI: 10.1007/s10553-017-0770-1.
10. Sitnov S.A., Vakhin A.V., Mukhamatdinov I.I., Onishchenko, Y.V., Feoktistov, D.A. Effects of calcite and dolomite on conversion of heavy oil under subcritical condition. – *Petroleum Science and Technology*, 2019, v. 37(6), p. 687-693. DOI: 10.1080/10916466.2018.1564766.
11. Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Laikov A.V., Vakhin A.V. The aquathermolysis of heavy oil from Riphean-Vendian complex with iron-based catalyst: FT-IR spectroscopy data. – *Petroleum Science and Technology*, 2019, v. 37(12), p. 1410–1416. DOI: 10.1080/10916466.2019.1587464.
12. Vakhin A.V., Onishchenko Y.V., Chemodanov A.E., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Nazimov N.A., Sharifullin A.V. The composition of aromatic destruction products of Domanic

shale kerogen after aquathermolysis. – Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37(4), p. 390–395. DOI: 10.1080/10916466.2018.1547760.

13. Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V., Ivanova A.G., Voronina E.V. Composition of aquathermolysis catalysts forming in situ from oil-soluble catalyst precursor mixtures. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, v. 169, p. 44–50. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.050.

14. Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Shmeleva E.I., Aliev F.A., Vakhin A.V. Influence of nanosized iron oxides (II, III) on conversion of biodegraded oil. – Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37(8), p. 971–976. DOI: 10.1080/10916466.2019.1575872.

15. Mukhamatdinov I.I., Salih I.S., Vakhin A.V. Changes in the subfractional composition of heavy oil asphaltenes under aquathermolysis with oil-soluble CO-based catalyst. – Petroleum Science and Technology, 2019, v. 37(13), p. 1589–1595. DOI: 10.1080/10916466.2019.1594287.

16. Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Romanov G.V., Sitdikova L.M., Plotnikova I.N., Vakhin A.V., Petrov S.M. Generation of Hydrocarbons by Hydrothermal Transformation of Organic Matter of Domanik Rocks. – Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2016, v. 52(2), p. 149–161. DOI: 10.1007/s10553-016-0685-2.

17. Yusuf A., Al-Hajri R.S., Al-Waheibi Y.M., Jibril B.Y. Upgrading of Omani heavy oil with bimetallic amphiphilic catalysts. – Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 2016, v. 67(1), p. 45–53. DOI: 10.1016/j.jtice.2016.07.020.

18. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Aliev F.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Petrashov O.V., Varfolomeev M.A., and Nurgaliev D.K. Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part III—changes in composition resins and asphaltenes. – Petroleum Science and Technology, 2018, v. 36(22), p. 1857–1863. DOI: 10.1080/10916466.2018.1514413.

ТЕРРИГЕНДІ ШӨГІНДІ ТАУ ЖЫНЫСТАРЫНДА ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙДЫҢ ТЕМІР (II, III) ТОТЫҒЫМЕН ӘРЕКЕТТЕСУ АКВАТЕРМОЛИЗИ

А.В. Вахин, С.А. Ситнов, И.И. Мухаматдинов

Қазіргі таңда мұнай өндіруді, атап айтқанда, су буын пайдалану арқылы жылу беруді арттырудың қолданыстағы әдістерінің тиімділігін арттыру ерекше маңызды және өзекті болып табылады. Дәстүрлі емес көмірсутектер кен-орындарында, атап айтқанда тұтқырлығы жоғары және битумды мұнайды игеру сатысында катализді қолдану осы мәселені шешуге мүмкіндік береді. Бұл жұмыс Ашальчинск кен-орнының ауыр мұнайы қасиеттерінің каталитикалық акватермолиз процесіне байланысты өзгеруіне байланысты зерттелулерге арналған. Мұнай үлгілері 24 сағат бойы 200 және 250 °С температура мен жоғары қысымды реакторда бу-жылу әсеріне ұшыраған құмтас сығындыларынан жасалды. Каталитикалық композиция ретінде сутегі донорымен қоса нановөлшемді темір оксиді (II, III) қолданылды. SARA-analysis нәтижелері бойынша 200°С температурада темір оксиді өзінің каталитикалық қасиеттерін өзгертпейтіні анықталып, ауыр мұнайдың компоненттік құрамының айтарлықтай жақсаруы байқалмаған. Шайырлар мен асфальтендердің ыдырауы тек 250°С температурада термокаталитикалық өңдеуден кейін байқалды. Бұл процесс мұнайдың жеңіл көмірсутектермен байытылуына әкеледі және ол ГХ-МС деректерімен расталды. Мұның бәрі ауыр мұнайдың тұтқырлығының каталитикалық емес процеспен салыстырғанда 1140 сП-дан 37 сП-ға дейін

айтарлықтай төмендеуін қамтамасыз етті, ал 250°C температурада термokatалитикалық әсер нәтижесінде құмтаста адсорбцияланған кокс тәрізді заттардың пайда болуы ТГ-ДСК нәтижелері бойынша анықталды.

Түйін-сөздер: ауыр мұнай, темір оксиді, каталитикалық аквагермолиз, қойнауқаттық тазарту, тау жынысы-коллектор.

AQUATHERMOLYSIS OF HIGH-VISCOSITY OIL TERRIGENIC SEDIMENTS IN THE PRESENCE OF IRON OXIDE (II, III)

A.V. Vakhin, S.A. Sitnov, I.I. Mukhamatdinov

Nowadays, it is especially important and relevant to improve the efficiency of existing methods of enhanced oil recovery, in particular, thermal methods using water steam. The use of catalysis at the stage of development of unconventional hydrocarbon fields, namely super-viscous and bituminous oils, will allow solving this problem. This work is devoted to the study of the transformation of heavy oil from the Ashalchinskoye field in the process of catalytic aquathermolysis. The oil samples were extracts from sandstone, which was subjected to thermal steam treatment in a high-pressure reactor at temperatures of 200 and 250°C for 24 h. Nanosized iron (II, III) oxide in complex with a hydrogen donor was used as a catalytic composition. According to the results of SARA-analysis, it was found that at a temperature of 200°C, iron oxide does not show its catalytic properties, and there is no noticeable improvement in the composition of heavy oil. The destruction of resins and asphaltenes is observed after thermocatalytic treatment at 250°C. This leads to the enrichment of oil with lighter hydrocarbons, which is confirmed by GC-MS data of the saturated fraction of oil. All this provides a significant decrease in the viscosity of heavy oil compared to the non-catalytic process from 1140 cP to 37 cP. The formation of coke-like substances adsorbed on sandstone as a result of thermocatalytic action at 250°C was revealed by the results of TG-DSC.

Key words: heavy oil, iron oxide, catalytic aquathermolysis, in-situ refinement, reservoir rock.

Информация об авторах

Вахин Алексей Владимирович – канд. тех. наук, старший научный сотрудник, vahin-a_v@mail.ru.

Ситнов Сергей Андреевич – канд. хим. наук, старший научный сотрудник.

Мухаматдинов Ирек Изаилович – канд. тех. наук, старший научный сотрудник.

Институт геологии и нефтегазовых технологий, НИЛ «Внутрипластовое горение», Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС

Ж.С. Канбаева

В статье анализируются результаты проведения опытно-промышленных испытаний и технологическая оценка внедрения технологии одно временно-раздельной закачки на месторождении Каламкас. Рассмотрены функциональные задачи одно временно-раздельной закачки и требования к техническим условиям применяемого оборудования для перевода на одно временно-раздельную закачку.

Актуальным и значимым моментом в реализации технологии одно временно-раздельной закачки является то, что закачка в два пласта осуществляется через один ствол скважины с помощью специального оборудования, основным элемент которого – пакер, отделяющий пласты друг от друга и обеспечивающий возможность эксплуатации каждого из них в соответствии с заданным технологическим режимом.

Ключевые слова: технология одно временно-раздельной закачки, регулирование процессов выработки запасов из коллекторов

В настоящее время технология одно временно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов находит все большее распространение, в т.ч. одно временно-раздельная закачка (далее – ОРЗ).

Применение ОРЗ воды в несколько пластов ставит целью регулирование процессов выработки запасов из коллекторов, неоднородных по проницаемости. Если при совместной эксплуатации нескольких пластов некоторые из этих пластов вообще не охвачены воздействием, например, из-за низкой проницаемости или из-за невозможности создать на них предельный градиент давления, то в этом случае они ничем не отличаются от неперфорированных пластов.

Технология ОРЗ представляет собой введение оптимального объема закачки рабочего агента в одну скважину, отдельно в разные пласты, при разном давлении в соответствии с коллекторскими свойствами каждого, с целью более равномерной выработки пластов. Технология ОРЗ позволяет, используя ствол одной скважины, проводить адресное воздействие на каждый из совместно эксплуатируемых пластов.

В настоящее время большинство ме-

сторождений относятся к выработанным и находятся на заключительных стадиях разработки, характеризующихся обводненностью 95% и более [1]. Однако на этих месторождениях добывается основная часть казахстанской нефти. При существующем падении цен на нефть и сокращении инвестиций на разработку новых месторождений приобретает большую важность применение мероприятий для поддержания уровня добычи на прежнем уровне при минимальном расходе денежных средств.

Технология ОРЗ позволяет снизить капитальные затраты на бурение скважин и, как следствие, повысить экономическое состояние компании. ОРЗ обеспечивает подачу воды отдельно в каждый пласт, под разными давлениями, в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта [2]. Традиционная совместная закачка воды в несколько пластов с различной проницаемостью не позволяет регулировать забойные давления и расход воды для каждого из пластов, что приводит к неравномерному обводнению нефтяных залежей. В результате этого происходит опережающее обводнение высокопроницаемых нефтяных

пластов (пропластков), возрастает степень неохваченности, воздействия и неполной выработки запасов из каждого пласта (пропластка) с различной проницаемостью. Технология ОРЗ применяется с целью более равномерной выработки вскрытых скважинных пластов.

На многопластовых месторождениях Мангистау иногда на одну добывающую либо нагнетательную скважину приходится более двух уже вскрытых (перфорированных) эксплуатационных объектов. В нагнетательных скважинах это проводилось для поддержания пластового давления при ограничении капитальных вложений на строительство новых нагнетательных скважин.

Месторождение Каламкас открыто в 1976 г. Оно расположено в северной прибрежной части п-ова Бузачи. В 1979 г. месторождение введено в разработку. Месторождение Каламкас является сложно построенной структурой. История тектонического развития юрской толщи имеет сложный многоэтапный характер. Продуктивными на месторождении Каламкас являются отложения мела и юры [3].

Закачка воды для поддержания пластового давления была введена с 1979 г. [3]. Из общего объема используемой для заводнения нефтяных пластов воды 70% относится к сточным водам [4]. Для полной компенсации необходимого для закачки объема воды в систему поддержания пластового давления дополнительно подается альб-сеноманская вода из нескольких источников водоснабжения [4].

В рамках работы [4] была разработана краткосрочная Программа по опытно-промышленным испытаниям (далее – ОПИ) технологии ОРЗ на опытном участке, характеризующемся неравномерной выработкой пластов (далее – Программа) [5]. Данный участок расположен в восточной части горизонта и представляет собой 7 сопряженных девятиточечных обращенных элементов.

Данная Программа была направлена на:

- увеличение охвата продуктивных пластов заводнением;
- снижение объемов попутно-добываемой воды (обводненности);
- снижение объемов закачки;
- снижение эксплуатационных затрат;

- увеличение добычи нефти.

В 2016 г. на месторождении Каламкас для включения в работу неработающих интервалов (пластов) нагнетательных скважин и увеличения охвата пластов заводнением начались ОПИ по внедрению технологии ОРЗ рабочего агента в пласт на четырёх нагнетательных скважинах [5]. ОПИ проводилось с целью увеличить объем добычи за счет вытеснения нефти по окружающим добывающим скважинам. По окончании сроков ОПИ был проведен анализ технологической эффективности, выполненный методом прямого счета и определением по кривым вытеснения накопленной дополнительной добычи нефти. Эффект был получен по трем участкам из четырех. По результатам анализа прямого счета получен положительный технологический эффект и накоплен дополнительная добыча. По результатам аналитического обзора ОПИ технологии ОРЗ было принято решение о дальнейшем применении данной технологии. Более подробный анализ проведения ОПИ и оценку эффективности технологии ОРЗ на опытном участке месторождения Каламкас можно найти в работах [5] и [6]. Описание применяемой техники и оборудования при ОРЗ и одновременно-раздельной эксплуатации (далее – ОРЭ) можно посмотреть в технической литературе [1, 2].

В 2018 г. внедрение технологии ОРЗ реализовано на тринадцати нагнетательных скважинах. На 1 января 2019 г. технологический эффект достигнут в ячейках 6 скважин – получено снижение обводненности продукции на 1,8% и увеличение добычи нефти. По участкам семи скважин технологического эффекта не получено. В целом с начала внедрения технологии ОРЗ по влияющим добывающим скважинам тринадцати ячеек получена дополнительная добыча более 12 тыс. т нефти. Расчет экономической эффективности показал, что применение ОРЗ на участке расширения является эффективным.

Преимуществом использования технологии ОРЗ на месторождении Каламкас является сокращение объемов бурения за счет использования одной скважины с целью уменьшения числа нагнетательных при обеспечении проектных объемов закачки и возможность эксплуатации одновременно нескольких объектов. Также к преимуще-

ствам технологии ОРЗ относится повышение рентабельности отдельных добывающих скважин ячейки за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки, сокращение протяженности и направлений в системе водоводов и числа насосных станций. Для реализации технологии использовалась скважинная установка (комплекс) производства КНР, состоящая из нагнетательной устьевой арматуры, контрольных приборов, задвижек, наружной насосно-компрессорной трубы (далее – НКТ), внутренней НКТ, двух пакеров, водораспределителя, герметического цилиндра и других принадлежностей оборудования для ОРЗ [5, 6].

Закачка рабочего агента (воды) осуществлялась по двухлифтовой колонне труб (труба в трубе) внутренней НКТ с условным диаметром 48 мм и наружной НКТ с условным диаметром 89 мм, для разобщения пластов использовался пакер [6]. Это позволило предупредить перетоки как между

выбранными интервалами – пластами – через пакер в момент закачки (при различных репрессиях для разных интервалов), так и через колонну труб в момент остановки, несмотря даже на существенное различие в пластовых давлениях, а также гарантировало надежное извлечение многопакерной установки из скважины для ревизии или ремонта [2]. На рис. 1 представлена конструктивная особенность комплекса: в каждый из интервалов жидкость подается по отдельному каналу (в верхний – по колонне НКТ 48, в нижний – по колонне НКТ 89). Регулирование закачки производилось с помощью штуцера, манометра и расходомера, установленных на устьевом оборудовании.

Применение комплекса позволило регулировать на устье объемы и давление закачки в каждый горизонт; проводить раздельную закачку и/или отключение каждого интервала; защищать эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой агрессивной среды.

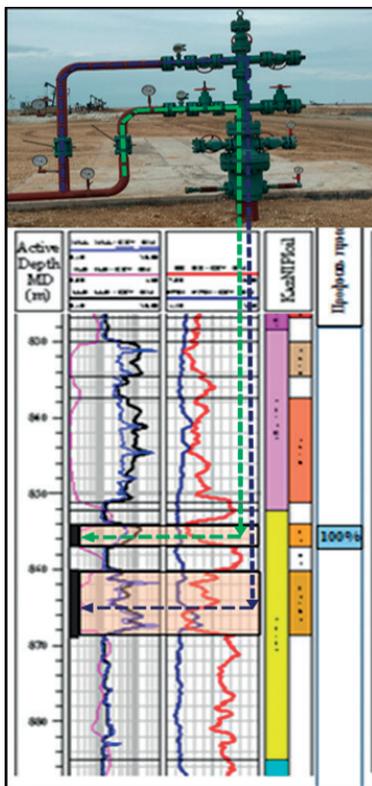


Рисунок 1. Нагнетательная скважинная установка для ОРЗ на м. Каламкас

По технологии ОРЗ на сегодняшний день эксплуатируется 20 нагнетательных скважин. За 2019 г. данная технология внедрена еще на семи скважинах месторождения. Дополнительная добыча нефти по влияющим добывающим скважинам на месторождении Каламкас за 2019 г. составила более 13 тыс. т.

Основной задачей внедрения данной технологии являлось включение в работу неработающих интервалов (пропластков) нагнетательных скважин и увеличение охвата пластов заводнением. Таким образом, с начала внедрения технологии ОРЗ на месторождении Каламкас за период 2018–2019 гг. было дополнительно добыто более 25 тыс. т нефти.

Выводы и заключение

Совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и образованию водяных блокад отдельных невыработанных зон [2]. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пропласткам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, росту процента обводненности продукции, объема попутно-добываемой воды и затрат на ее нагнетание. Общеизвестно, что это в лучшем случае приводит к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем – выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных за-

пасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах. Практика совместной закачки воды в несколько пластов приводит также к потере информации о фактических закачках воды в каждый из пластов, ведется некорректный учет показателей разработки месторождения [2].

Для повышения «адресности» воздействия на многопластовые объекты месторождения Каламкас можно и нужно использовать технологию ОРЗ рабочего агента в несколько пластов через одну нагнетательную скважину. Противоречие экономических обоснований и охраны недр при выборе эксплуатационных объектов уже сейчас можно урегулировать, если использовать на месторождении технологию ОРЗ.

При совместной эксплуатации продуктивных пластов для эффективной выработки запасов из разнопроницаемых пластов нет другой альтернативы, кроме как внедрение технологии ОРЗ на нагнетательных скважинах.

Поскольку в настоящее время вопросы совместной разработки многопластовых, неоднородных по проницаемости объектов приобретают особую значимость в связи с необходимостью наращивания уровней добычи нефти за счет приобщения ранее не вырабатываемых пластов, внедрение технологии ОРЗ на месторождении Каламкас можно рассматривать как наилучшее решение наиболее острых вопросов в разработке многопластовых нефтяных залежей при совместной эксплуатации пластов.

Список использованной литературы

1. Янтурин Р.А., Шаисламов Ш.Г., Янтурин А.Ш. Одновременно-раздельная эксплуатация более двух-трех пластов при заводнении. – Бурение и нефть, 2008, № 07-08.
2. Аржиловский А.В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ). – Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2012.
3. Уточненный проект разработки месторождения Каламкас. – Актау, 2018.
4. Разработка оперативных мероприятий по регулированию процесса разработки месторождений Каламкас и Жетыбай. – Актау, 2015.
5. Оценка расширения технологии ОРЗ на месторождении Каламкас. – Актау, 2016.
6. Канбаева Ж.С., Сейтмаганбетов С.С. Анализ ОПИ применения технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас. – Материалы международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений», Актау, 2019, т. 2, с. 93–100.

ҚАЛАМҚАС ҚЕН ОРНЫНДА БІР УАҚЫТТА ЖЕКЕ АЙДАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЕНГІЗУ ТИІМДІЛІГІН ТАЛДАУ

Ж.С. Канбаева

Мақалада өндірістік-тәжірибелік сынақтардың нәтижелері мен «Маңғыстаумұнайгаз» акционерлік қоғамының Қаламқас кен орнында бір уақытта-бөліп айдау технологиясын енгізудің технологиялық бағасы талданған. Бір мезгілде-бөлек функционалдық міндеттерінің технологиясы үшін қолданылатын жабдықтардың техникалық жағдайларына қойылатын шарттар мен талаптар қарастырылды.

Бір мезгілде-бөлек айдау технологиясын іске асырудың маңызды сәті болып екі қабатқа бір уақытта айдау арнайы жабдықтың көмегімен бір ұңғымадан жүзеге асырылады, және оның негізгі элементі пакер болып табылады. Қабаттарды бір-бірінен бөліп және олардың әрқайсысын көрсетілген технологиялық режиміне сәйкес пайдалануға мүмкіндік береді.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF DUAL INJECTION AT KALAMKAS FIELD

Zh.S. Kanbayeva

The article analyzes the results of pilot field tests and the technological assessment of the introduction of technology for simultaneous and separate injection at Kalamkas field of Mangystaumunaigas JSC. The functional tasks of simultaneous-separate injection and the requirements for the technical conditions of the equipment used for transfer to simultaneous-separate injection are considered

A relevant and significant point in the implementation of technology for simultaneous-separate injection is that the injection into two layers is carried out through one wellbore using special equipment, the main element of which is a packer that separates the layers from each other and provides the possibility of operating each of them in accordance with the specified technological mode.

Информация об авторе

Канбаева Жанат Сатыбалдыевна – заместитель директора департамента техники и технологии добычи нефти, kanbayeva_zh@kaznipi.kz.

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

УДК 550.8.053

ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВЕННЫХ КРИТЕРИЕВ КОЛЛЕКТОРОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Ж.М. Тлепиева, Н.С. Шиланов

В данной работе рассматриваются граничные значения фильтрационно-ёмкостных свойств карбонатных пород триасовых отложений Южного Мангышлака, которые имеют важное значение для интерпретации промыслово-геофизических данных и проведения прострелочно-взрывных работ.

По литологическому составу триасовые отложения представлены двумя типами промышленных коллекторов – терригенными и карбонатными. Карбонатные коллекторы локализованы в вулканогенно-доломитовой и вулканогенно-известняковой толщах среднего триаса. Для этих пород характерен сложный тип коллектора: поровотрещинные, порово-кавернозные и трещинные. Отложения верхнего триаса залегают с размывом на среднетриасовом осадочном комплексе и представлены переслаиванием туфогенных, алевролитно-песчаных и аргиллитовых пород. Песчаники полимиктовые в различной степени нефтенасыщенные, к ним приурочены нефтяные залежи.

Для обоснования количественных критериев коллектора использованы результаты, полученные при проведении специальных лабораторных исследований керн. Выполнены фильтрационные исследования, где определены физико-гидродинамические характеристики при вытеснении нефти вытесняющими реагентами. По полученным параметрам были построены корреляционные связи коллектор – неколлектор. С помощью связей фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, зависимости величин пористости и проницаемости от содержания остаточной воды, а также открытой пористости и проницаемости от динамической пористости были определены граничные значения.

Ключевые слова: карбонатные породы, коллектор, фильтрационно-ёмкостные свойства, граничные значения, специальные исследования керн, пористость, проницаемость, водонасыщенность.

Введение

Геологоразведочные работы на Мангышлаке в 70-90-х гг. прошлого столетия привели к открытиям многочисленных месторождений нефти и газа с доказанной продуктивностью в триасовом комплексе отложений [1]. В пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий, Жетыбай-Узеньской ступени и Карагиинской седловины в различные годы открыты месторождения Северный Аккар, Северное Карагие, Алатюбе, Ашиагар, Атамбай-Сартюбе, Ракушечное, Оймаша, Южный Жетыбай, Тасбулат, Придорожное и др. Для карбонатных коллекторов триасовых отложений характерен ряд особенностей: сложное строение порового пространства, высокая неоднородность фильтрационно-ёмкостных

свойств (далее – ФЕС), разнообразие горных пород в составе коллектора и множество других. Такие особенности приводят к многим осложнениям при интерпретации промыслово-геофизических данных, выделении коллекторов и проектировании модели разработки.

Для выделения карбонатных коллекторов триасовых отложений по методам геофизических исследований (далее – ГИС) при применении качественных признаков сталкиваются с трудностями выделения границ пластов в связи со сложным строением отложений, и рядом факторов, негативно влияющих на кривые. Поэтому технология выделения коллекторов по количественным критериям, определяющим на статическом уровне гра-

ницу коллектор – неколлектор, необходима для уточнения интерпретации [2]. Для определения граничных значений использовано построение корреляционных зависимостей по параметрам, полученным при проведении специальных лабораторных исследований керна.

Литолого-петрографическая характеристика карбонатных коллекторов

Карбонатно-терригенная толща нижнего триаса (Т1), залегающая в основании нефтегазоносного комплекса, сложена ритмично переслаивающимися алевролитами, песчаниками, аргиллитами и известняками. Отмечаются многочисленные прослои туфогенных пород. Возраст карбонатно-терригенной толщи, благодаря многочисленным находкам аммонитов, уверенно определён как позднеолёнокский. Коллекторами (порово-трещинными) являются аркозовые песчаники с открытой пористостью от 8 до 18%, трещинной проницаемостью до $6,5 \times 10^{-3}$ мкм², поровой – от 0,1 до 141×10^{-3} мкм². Продуктивность толщи установлена на м. Тасбулат и Южный Жетыбай, а на м. Узень, Западный Тасбулат и Западное Тенге получены слабые притоки нефти. Толща отсутствует в пределах Беке-Башкудукского вала (западной части, в районах площадей Саура и Сегенды и восточной части – Сокко, Шалабай, Сенек), северной части Узеньского поднятия, на юго-западе Жетыбай-Узеньской ступени (Северо-Западный Жетыбай, Придорожная) и на Северо-Карагинской площади (рис. 1).

Среднетриасовые отложения (Т2) представлены вулканогенно-карбонатной сероцветной формацией, накопление которой протекало в условиях морского солонатоводного бассейна и гумидного климата. В её составе выделяется 3 литологические толщи (снизу вверх):

- вулканогенно-доломитовая;
- вулканогенно-известняковая;
- вулканогенно-аргиллитовая.

Вулканогенно-доломитовая толща залегает с размывом на подстилающих отложениях нижнего триаса или палеозоя. Характерной особенностью является широкое развитие в её составе оолитово-комковатых туфов, туффитов, туфоаргиллитов, обломочно-полидетритовых известняков. Высокие

ёмкостные (открытая пористость достигает величины до 28%) и фильтрационные свойства (115×10^{-3} мкм²) обусловлены развитием карбонатных пород, легко поддающихся процессам выщелачивания. Продуктивность толщи установлена на м. Северо-Западный Жетыбай, Тасбулат, Южный Жетыбай. Толща отсутствует в пределах северной части Жетыбай-Узеньской ступени, Кокумбайской моноклинали, западной части Беке-Башкудукского вала.

Пустотное пространство представлено внутриформенными изолированными порами, образованными в результате выщелачивания кальцита. Межформенное пространство выполнено яснокристаллическим кальцитом.

Выше по разрезу залегают вулканогенно-известняковая толща, представленная известняками с редкими прослоями доломитов, туффитами, туфопесчаниками, аргиллитами и алевролитами. Известняки сильно битуминизированы, что обуславливает чёрную окраску пород. Широкое развитие туфогенных пород значительно снижает ФЕС. Продуктивность толщи установлена на м. Северо-Западный Жетыбай и Южный Жетыбай.

Верхняя часть среднетриасового разреза – вулканогенно-аргиллитовая толща сложена преимущественно аргиллитами с примесью туфогенного материала и маломощными прослоями карбонатных пород (нижняя часть) и алевролитов (верхняя часть). Породы характеризуются низкими коллекторскими свойствами и зачастую принимаются в качестве флюидоупора для залежей углеводородов, приуроченных к карбонатной толще.

Верхний триас (Т3). Терригенные отложения верхнего триаса распространены в пределах Жетыбай-Узеньской, Кокумбайской ступени и Жазгурпинской депрессии.

В основании толщи выделяется грубозернистая пачка мощностью от 40 до 70 м, обладающая коллекторскими свойствами: открытая пористость до 20%, проницаемость - 10×10^{-3} мкм². Вышележащая часть разреза сложена разномерными туфопесчаниками, туфоалевролитами и туфоаргиллитами. Продуктивность толщи установлена на месторождениях Северо-Карагинского поднятия, Северо-Ракушечное и Жиланды.

Общая мощность среднетриасовых отложений в пределах Южного Мангышлака достигает 600–650 м [3, 4].

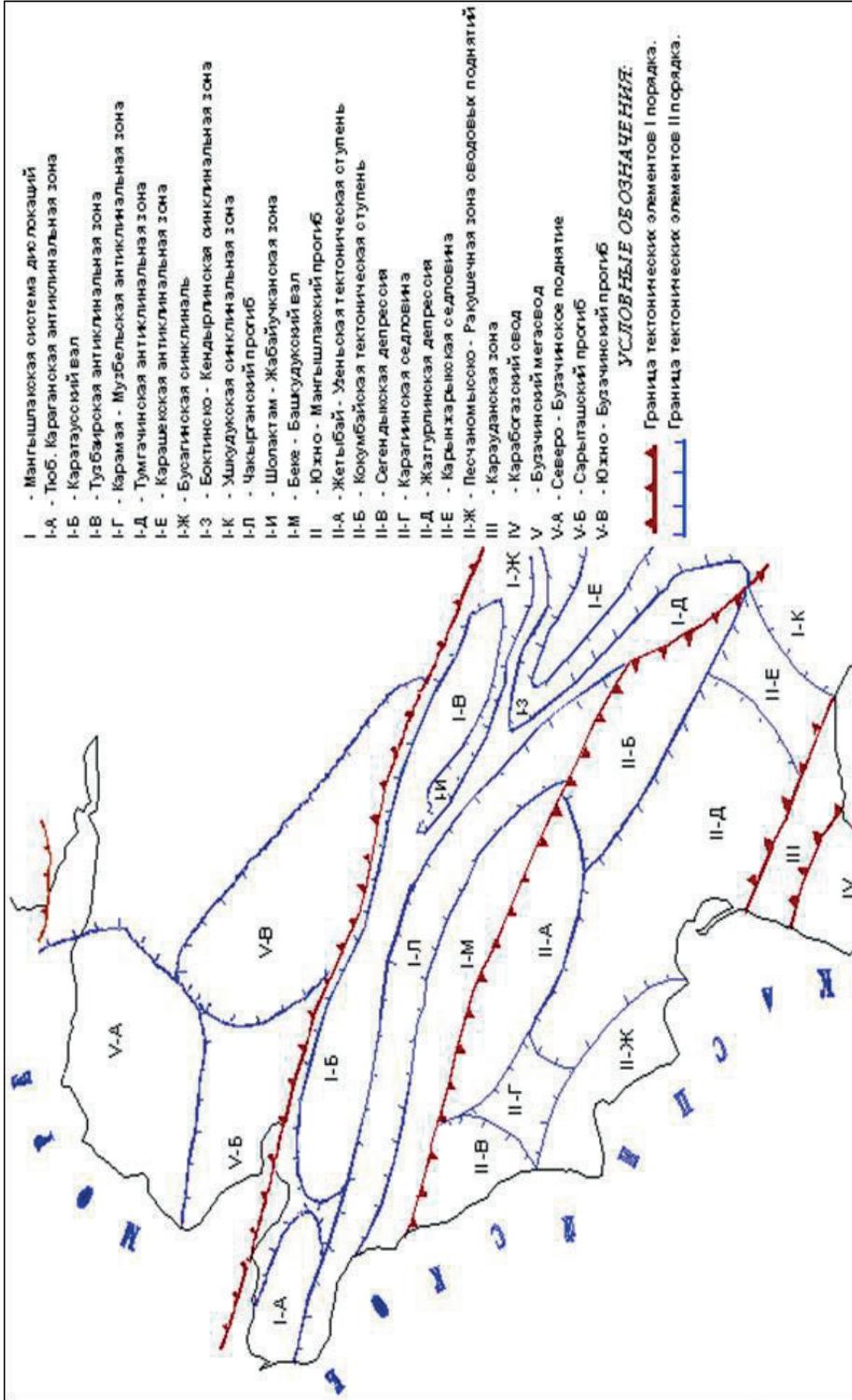


Рисунок 1. Мангышлак. Тектоническая схема [1]

**Определение граничных значений.
Экспериментальная часть**

Для оценки граничных значений проведены исследования на отобранном керне в

период 2010–2019 гг. [5–9]. Общие сведения по отбору образцов для проведения специальных исследований керна представлены в табл. 1.

Таблица 1. Сведения по отобранным образцам

Месторождение/ Скважина	Горизонт	Литология	Количество экспериментов, ед.
X-10	T3, базальный	мелкозернистый песчаник	2
X-3	T3, базальный	мелкозернистый песчаник	2
Y-9	T3, базальный	туфопесчаник	2
Y-40	T3, базальный	туфопесчаник	2
X-15	T2, вулканогенно-доломитовый	доломит известковистый	1
X-27	T2, вулканогенно-доломитовый	доломит обломочный, кавернозный	1
Y-40	T2	туфоалевролит	1

Для оценки граничных значений ФЕС была использована двухфазная фильтрационная установка, основными элементами которой являются:

- 1) вертикально расположенный кернодержатель, предназначенный для образцов керна диаметром 1½ дюйма и длиной 12 дюймов;
- 2) вертикально расположенная рентгеновская система для постоянного сканирования керна и определения водо- и нефтенасыщенности в реальном времени;
- 3) комплект прецизионных насосов и термодатчиков для фильтрации флюидов в термобарических условиях;
- 4) модуль трансдюсеров для определения перепада давления.

Общий вид двухфазной фильтрационной установки представлен на рис. 2.

Подготовка образцов керна для проведения экспериментальных исследований

включала в себя несколько этапов.

Этап 1. На сверлильном станке из рабочей части распиленного керна отбирались образцы диаметром 1½».

Полученные цилиндрические образцы упаковывались в полиэтиленовые пакеты и направлялись в экстракционное помещение для очистки от углеводородов, пластовой воды и солей. Экстрагирование образцов проводилось в дефлегмационных приборах Сокслета с использованием в качестве растворителя толуола, затем смеси хлороформа и метанола в соотношении 9 : 1 соответственно.

Степень полноты очистки образцов определялась в процессе ежедневного контроля флуоресценцией в ультрафиолетовом свете, а также весовым методом -взвешиванием образцов после экстрагирования и высушивания.

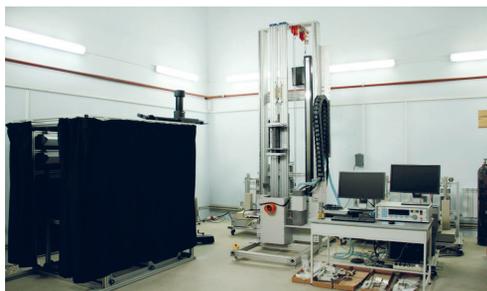


Рисунок 2. Общий вид двухфазной фильтрационной установки LXRT

После завершения процесса очистки, который продолжался в течение трех недель, образцы были высушены в термощкафах с контролируемой влажностью при температуре 65°C до достижения постоянного веса.

Далее образцы помещались в эксикатор с силикагелем для предотвращения адсорбции влаги из воздуха и направлялись для проведения стандартных и специальных исследований ядра.

Этап 2. Стандартные исследования образцов ядра включали определение минералогической плотности, открытой пористости и абсолютной проницаемости.

Для измерения минералогической плотности зёрен, коэффициентов открытой пористости и абсолютной проницаемости пород использовался прибор UltraPoroPerm 500 фирмы Core Laboratories Instruments.

Принцип работы порозиметра основан на использовании закона Бойля-Мариотта. Минералогическая плотность и пористость определялись газовольюметрическим методом с применением гелия.

Коэффициент пористости рассчитывался программой как отношение объема пор к объему образца, где объем пор получен из разности объема образца и объема зёрен.

Абсолютная газопроницаемость измерялась при стационарной фильтрации с применением стандартного кернодержателя Хасслера путём закачки газа азота. Принцип работы пермеметра основан на использовании закона Дарси. На боковую поверхность образца оказывалось гидростатическое давление 400 psi. При соответствии движения потока воздуха по закону Дарси выполнялся автоматический расчёт абсолютной проницаемости породы.

Этап 3. Специальные исследования включали насыщение образцов ядра с помощью автосатуратора моделью пластовой воды, измерение коэффициента частичной и остаточной водонасыщенности, относительной фазовой проницаемости нефти и воды, остаточной нефтенасыщенности.

Перед началом проведения экспериментов отобранный образец насыщался в вакуумном сатураторе моделью пластовой воды (далее – МПВ), приготовленным синтетическим раствором гидрокарбонат-натриевого типа NaCl с минерализацией

20-40 г/л. Образцы и насыщающий флюид были предварительно вакуумированы. Полнота насыщения порового пространства определялась сравнением пористости, полученной при насыщении образцов МПВ, и пористости, определенной газообъемным методом по гелию. Для насыщения образца ядра в ходе проведения экспериментов также была подготовлена сырая отфильтрованная нефть.

Предварительно насыщенные МПВ, образцы ядра помещались в специально сконструированный кернодержатель, пропускающий гамма-лучи, где создавалось пластовое давление.

На первом этапе определялась фазовая проницаемость породы для воды при 100% насыщенности МПВ. Затем, не извлекая образец из кернодержателя, при пластовых условиях с использованием сырой нефти была вытеснена вода, определены коэффициенты остаточной водонасыщенности и проницаемости для нефти при остаточной воде. Коэффициент остаточной водонасыщенности образцов ядра определялся по результатам рентгеновского сканирования.

Исследования в стационарном режиме

После завершения процесса подготовки образца ядра начата закачка нефти и воды одновременно в разных пропорциях: 75/1; 25/1; 5/1; 1/1; 1/10. Каждая последующая порционная закачка выполнялась после стабилизации дифференциального давления.

На каждом этапе эксперимента измерялись эффективная проницаемость каждой фазы и водонасыщенность образцов с помощью рентгеновского сканера.

После завершения порционной закачки двух фаз проведено нагнетание воды, равное 25-кратному объёму пор, до получения остаточной нефтенасыщенности с определением фазовой проницаемости для воды при остаточной нефтенасыщенности.

Водонасыщенность извлечённого из кернодержателя образца была также определена методом экстрагирования в аппарате Дина-Старка.

Для определения фазовой проницаемости для нефти выполнены доочистка

образцов, высушивание, насыщение сырой нефтью. Затем образцы помещались в кернодержатель, после чего производилась закачка сырой нефти и определялся

коэффициент проницаемости для нефти при 100%-й нефтенасыщенности.

Результаты проведённых экспериментов представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты специальных исследований керна

Показатели	Ед. изм.	Эксперимент							
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
Месторождение / скважина		X-10		X-3		Y-9		Y-40	
Лабораторный номер образца		26	22	5	7	225	242	219	220
Литология		песчаник	песчаник	песчаник	песчаник	туфо-песчаник	туфо-песчаник	туфо-песчаник	туфо-песчаник
Глубина	м	3256,2	3262,12	3699,54	3698,87	2962,03	3037,31	3703,05	3703,23
Коэффициент открытой пористости	д. ед.	0,155	0,175	0,143	0,140	0,246	0,138	0,180	0,182
Коэффициент абсолютной проницаемости	$\times 10^{-3}$ мкм ²	107,9	206,9	32,0	31,6	23,1	1,4	51,1	29,1
Плотность пластовой воды	г/см ³	1,056	1,056	1,056	1,056	1,061	1,061	1,061	1,061
Вязкость нефти	мПа·с	0,560	0,560	0,560	0,560	1	1	1	1
Плотность нефти	г/см ³	0,758	0,758	0,758	0,758	0,798	0,798	0,798	0,798
Общая минерализация	г/л	28	28	28	28	21	21	21	21
Остаточная водонасыщенность	д. ед.	0,220	0,230	0,276	0,262	0,384	0,470	0,334	0,391
Остаточная нефтенасыщенность	д. ед.	0,356	0,325	0,349	0,355	0,345	0,349	0,366	0,351
Проницаемость воды при остаточной нефти	$\times 10^{-3}$ мкм ²	5,676	5,860	8,022	7,977	6,545	0,216	17,556	5,470
Проницаемость для нефти	$\times 10^{-3}$ мкм ²	13,583	13,292	4,920	5,687				
Проницаемость нефти при остаточной воде	$\times 10^{-3}$ мкм ²	5,988	5,860	4,305	4,399	15,620	1,010	42,510	18,950
Коэффициент вытеснения	д. ед.	0,539	0,578	0,519	0,519	0,441	0,273	0,450	0,424
Температура эксперимента	°С	130,6	130,6	130,6	130,6	115	115	115	115

На рис. 3 представлены построенные по полученным результатам исследований графики относительной проницаемости для воды и нефти.

По графикам относительной проницаемости можно сделать следующие выводы:

остаточная нефтенасыщенность пород варьирует в пределах 32,5-36,6%;

остаточная водонасыщенность в пределах 22,0-47,0%;

коэффициент вытеснения составляет 27,3/57,8%;

величина предельного значения относительной проницаемости воды составляет 0,2/0,4 д. ед., что указывает на гидро-

фильность пород.

По результатам выполненных специальных исследований получены величины остаточной водо- и нефтенасыщенности.

Рассчитана динамическая пористость пород с использованием следующего выражения:

$$K_{п\text{дин}} = K_{п\text{откр}} * (1 - S_w - S_o) \quad (1)$$

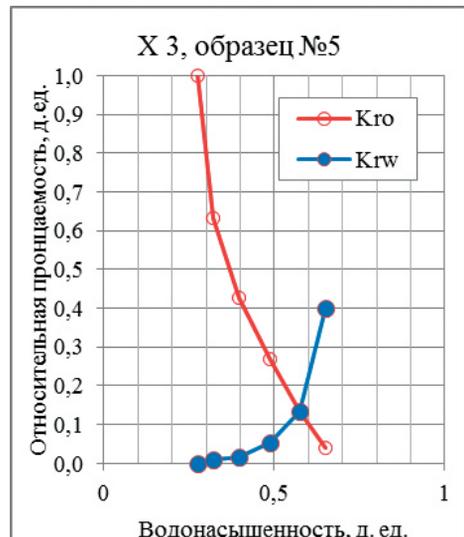
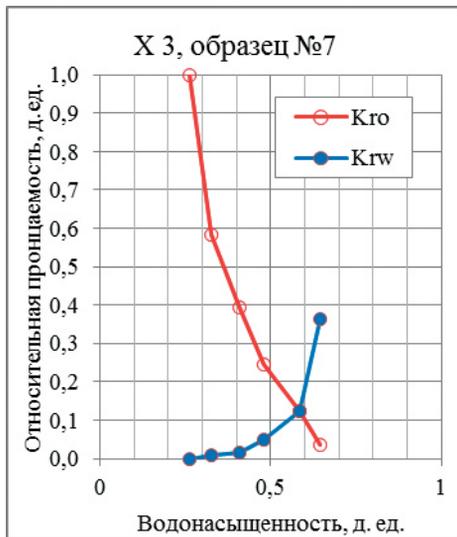
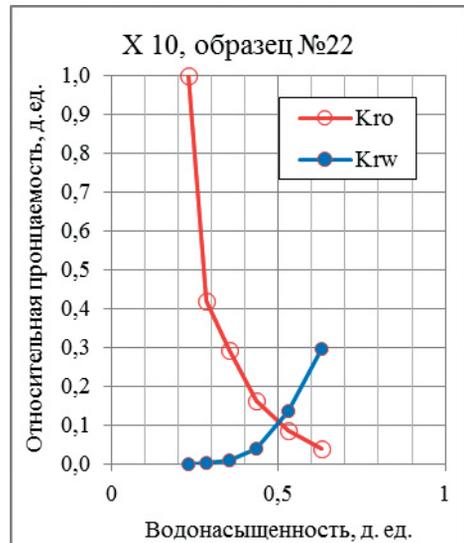
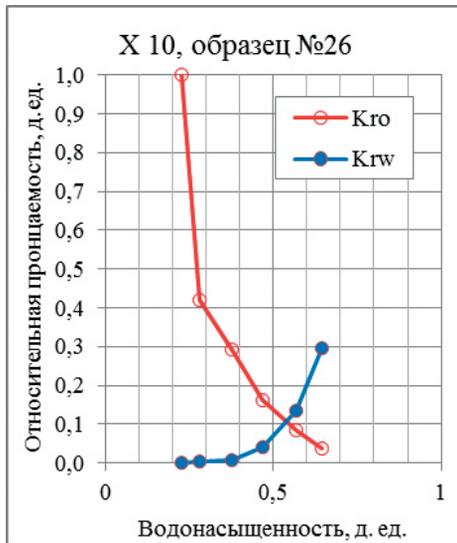
где

$K_{п\text{дин}}$ – динамическая пористость;

$K_{п\text{откр}}$ – открытая пористость пород по гелию;

S_w – остаточная водонасыщенность;

S_o – остаточная нефтенасыщенность.



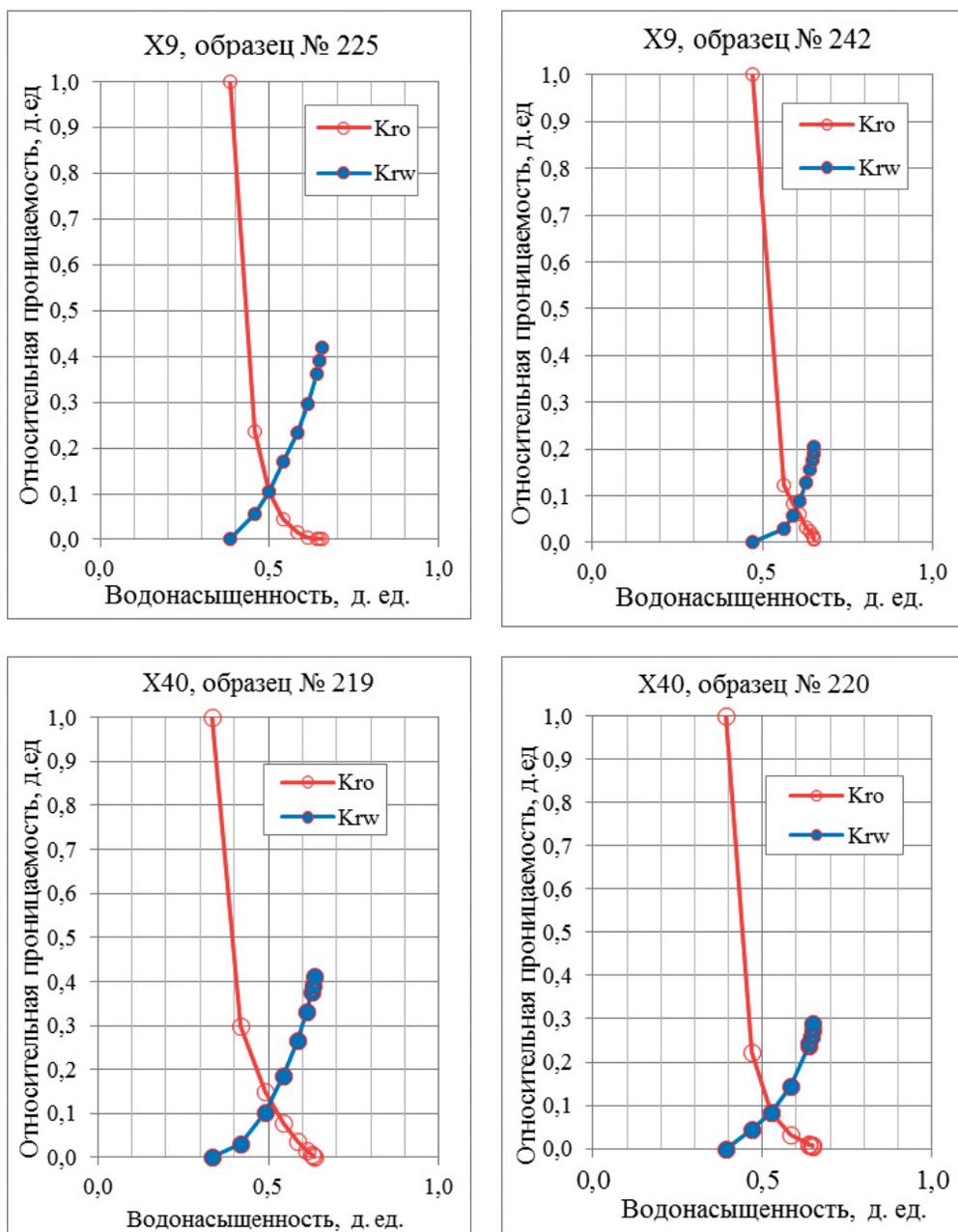


Рисунок 3. Коэффициент относительной проницаемости для воды и нефти

Динамическая пористость характеризует ФЕС, т.к. учитываются остаточные водо- и нефтенасыщенность. При динамической пористости 0% остаточные водо- и нефтенасыщенность занимают всё поро-

вое пространство, и порода является неколлектором. Построенные связи «динамическая пористость – открытая пористость» и «динамическая пористость – абсолютная проницаемость», представленные на

рис. 4 и 5, дают возможность оценить граничные значения продуктивных коллекторов верхнего триаса.

Таким образом, определены предельные значения для коллекторов верхнего триаса:

1. граничное значение пористости – 7%;
2. граничное значение проницаемости - $0,3 \times 10^{-3}$ мкм².

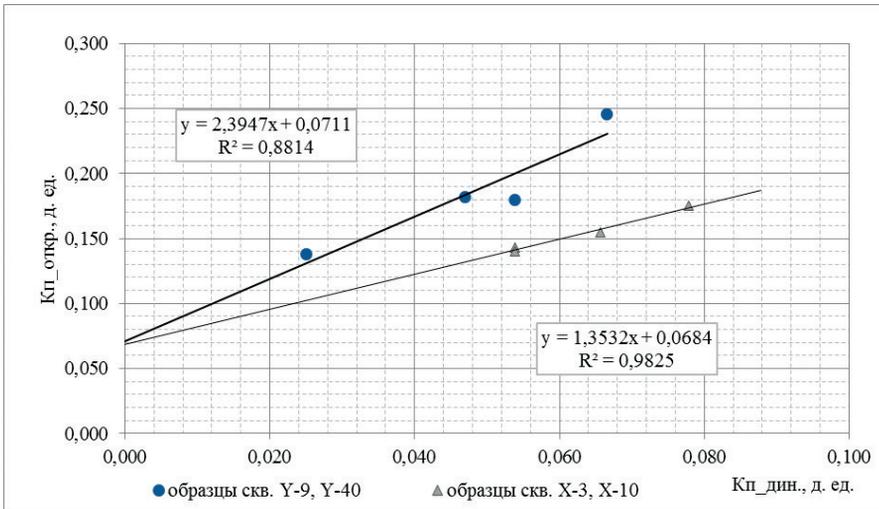


Рисунок 4. Зависимость «динамическая пористость – открытая пористость»

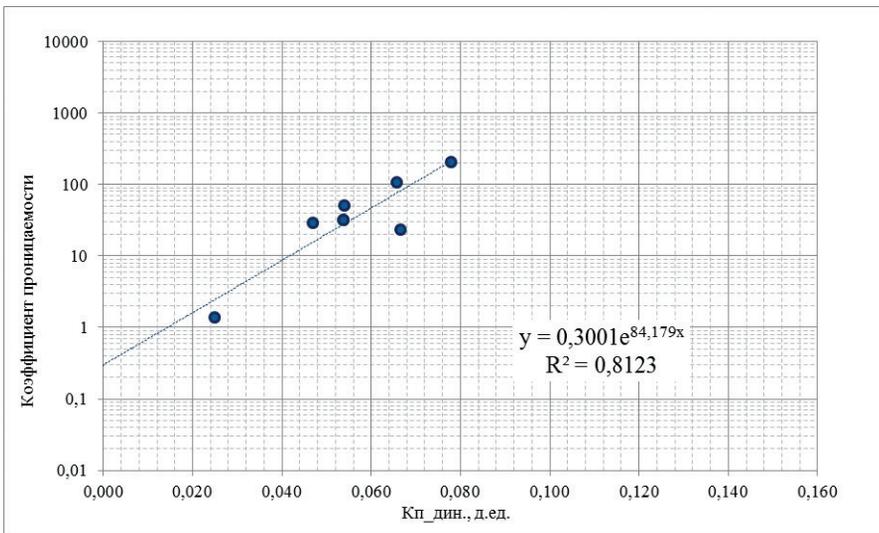


Рисунок 5. Зависимость «динамическая пористость – абсолютная проницаемость»

Специальные исследования выполнялись также для пород среднего триаса. Образцы были отобраны из разных скважин и месторождений.

Однако при выполнении исследований для пород нескольких месторождений при закачке воды увеличивалось дифференциальное давление до 3200 psi, проницаемость породы для воды составляла менее $0,1 \times 10^{-3}$ мкм², что не позволяло дальше проводить исследования. Данный фактор, возможно, связан с гидрофобностью пород. Исходная информация и результаты представлены в табл. 3.

Для более достоверного определения гидрофобизации пород был выбран наиболее проницаемый образец лабораторный

№ 259А ($63,7 \times 10^{-3}$ мкм²), представленный известковистым доломитом. Выполнены исследования в стационарном режиме. Результаты представлены на рис. 6.

По зависимости относительной проницаемости воды и нефти можно сделать следующие выводы:

1. остаточная нефтенасыщенность пород высокая – 46,4%;
2. остаточная водонасыщенность – 27,0%;
3. коэффициент вытеснения составляет всего – 36,4%;
4. величина предельного значения относительной проницаемости воды составляет 0,83 д. ед., что указывает на гидрофобность пород.

Таблица 3. Результаты специальных исследований керна

Показатели	Ед. изм.	Эксперимент		
		№ 5	№ 6	№ 7
Месторождение / скважина		X-15	X-27	Y-40
Лабораторный номер образца		259А	161	2
Литология		доломит известковистый	доломит	туфоалевролит
Глубина	м	2944,91	3789,55	3588,31
Коэффициент открытой пористости	д. ед.	0,237	0,153	0,103
Коэффициент абсолютной проницаемости	$\times 10^{-3}$ мкм ²	63,7	0,63	0,237
Плотность пластовой воды	г/см ³	1,061	1,06	1,061
Вязкость нефти	мПа·с	1	1	1
Плотность нефти	г/см ³	0,798	0,8	0,798
Общая минерализация	г/л	24,5	21	21
Остаточная водонасыщенность	д. ед.	0,27038	0,453	0,35
Остаточная нефтенасыщенность	д. ед.	0,464	-	-
Проницаемость для нефти	$\times 10^{-3}$ мкм ²	4,81	0,11	0,05
Проницаемость нефти при остаточной воде	$\times 10^{-3}$ мкм ²	3,76	-	-
Коэффициент вытеснения	д. ед.	0,364	-	-
Температура эксперимента	°С	115	115	115

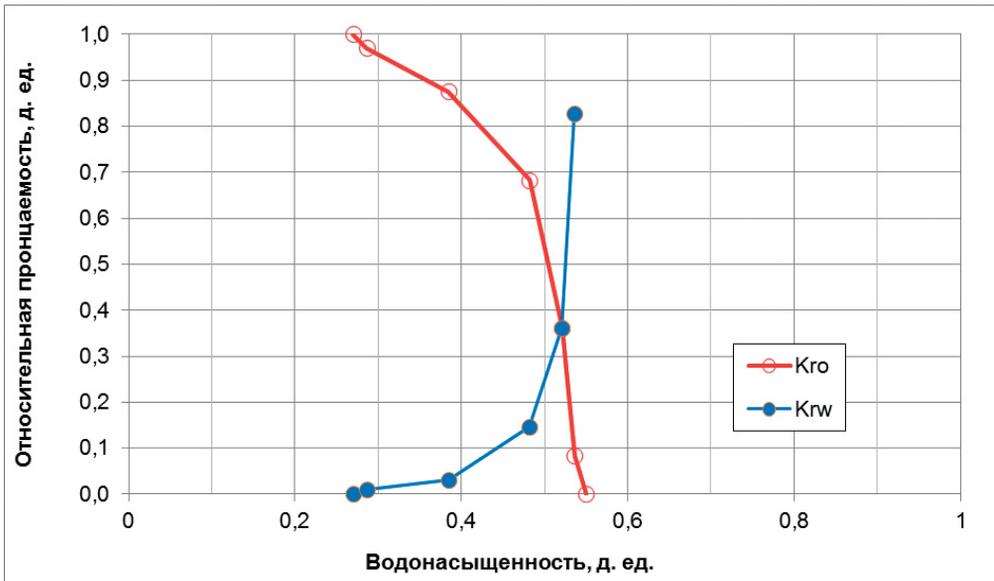


Рисунок 6. Коэффициент относительной проницаемости для воды и нефти

Для определения граничного значения открытой пористости пород вместо определения остаточной нефтенасыщенности и, соответственно, динамической пористости выполнено массовое определение капиллярного давления при пластовых условиях с использованием высокоскоростной центрифуги.

В исследованиях участвовали 124 образца, отобранные в 2012–2015 гг. [1–5]. Для определения остаточной водонасыщенности использовалось максимальное капиллярное давление, равное 215 psi. Полученные величины остаточной водонасыщенности сопоставлены с открытой пористостью. Зависимости представлены на рис. 7 и 8.

По построенным зависимостям видно, что при остаточной водонасыщенности более 35% ФЕС пород ухудшаются, флюид занимает все поровое пространство, порода становится неколлектором.

Таким образом, определённые предельные значения для вулканогенно-карбонатных пород среднего триаса следующие:

1. граничное значение пористости - 7%;

2. граничное значение проницаемости - $0,02 \times 10^{-3}$ мкм².

Достоверность определения ёмкостных свойств при интерпретации материалов ГИС зависит от надёжности установленных петрофизических связей и параметров. Качество анализа керна, проведённого в 80-ых гг., не позволяет на сегодняшний день использовать его результаты для построения петрофизических связей по следующим нижеприведённым причинам:

1. низкий вынос керна;
2. отсутствие результатов профильных исследований, предназначенных для привязки керна к разрезу;
3. отсутствие равномерного отбора цилиндрических образцов из всех интервалов, включая слабопроницаемые и неколлекторы;
4. некомплектность исследований – отсутствие комплекса исследований на одних и тех же образцах для установления тесноты связей между различными параметрами.

В этой связи необходимо продолжить работы по отбору керна и изучению ФЕС пород.

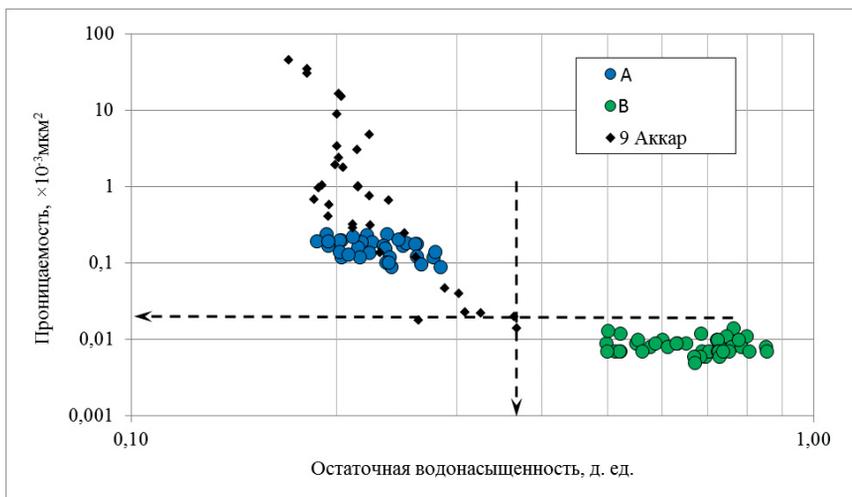


Рисунок 7. Зависимость «коэффициент абсолютной проницаемости – остаточная водонасыщенность»

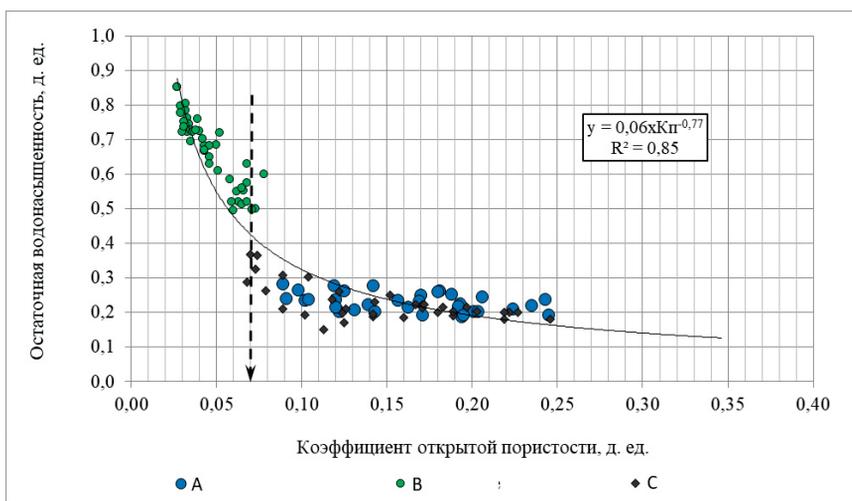


Рисунок 8. Зависимость «открытая пористость – остаточная водонасыщенность»

Выводы

По результатам специальных исследований граничное значение пористости для продуктивной толщи среднего и верхнего триаса составляет 7%, а предел коэффициента проницаемости для среднего триаса – $0,02 \times 10^{-3}$ мкм², для верхнего – $0,3 \times 10^{-3}$ мкм². Необходимо продолжить работы по изучению граничных значений

по мере отбора керна из новых скважин и различных месторождений. Использование полученных граничных значений способствует выделению сложнопостроенных карбонатных коллекторов с использованием как качественных, так и количественных признаков, основанных на различии ФЕС пород-коллекторов и вмещающих пород.

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. 276.
2. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным
3. Гурбанов В.Ш., Халифазадэ Ч.М. Литолого-палеогеографическая модель триас-палеозойских отложений Южного Мангышлака. – Баку, Нафта-Пресс, 2003, с.3.
4. Попков В. И., Попкова И. П., Кнутова Л. М. Распространение нефтегазоносных толщ триаса в пределах северного борта Южно-Мангышлакского прогиба. – Труды КазНИПИнефти, 1986, вып.13, с. 3–6.
5. Шиланов Н.С. Оценка нефтегазоносности триас-палеозойских отложений Южного Мангышлака по комплексным данным геолого-геофизических исследований. – Диссертация на соискание учёной степени доктора философии по наукам о Земле, Баку, 2018, 176 стр, с.102.
6. Абитова А.Ж., Альтимиров Т.З., Шиланов Н.С. и др. Стандартные и специальные лабораторные исследования керн. – КазНИПИмунайгаз, 2013, т.1, с.39–77.
7. Абитова А.Ж., Альтимиров Т.З., Шиланов Н.С. и др. Стандартные и специальные лабораторные исследования керн. – КазНИПИмунайгаз, 2013, т. 2, с.83–87.
8. Абитова А.Ж., Альтимиров Т.З., Шиланов Н.С. и др. Стандартные и специальные лабораторные исследования керн. – КазНИПИмунайгаз, 2013, т. 1, с.131–142.
9. Абитова А.Ж., Альтимиров Т.З., Шиланов Н.С. и др. Стандартные и специальные лабораторные исследования керн. – КазНИПИмунайгаз, 2013, т.4, с.157–162.

ТРИАС ШӨГІНДІЛЕРІНДЕ КАРБОНАТ ТАУ ЖЫНЫСТАРЫНЫҢ ӨТКІЗГІШТІГІН САНДЫҚ КРИТЕРИЙЛЕРМЕН БАҒАЛАУ

Тлепиева Ж.М., Шиланов Н.С.

Бұл жұмыста өндірістік геофизикалық деректерді түсіндіру мен бұрғылау жұмыстары үшін маңызды Оңтүстік Маңғышлақтың триас шөгінділерінің карбонатты жыныстарының сүзу-сыйымдылық қасиеттерінің шекті мөндерін анықтау қарастырылған.

Литологиялық құрамы бойынша триас шөгінділері өндірістік мәні бар қоймалардың екі түрімен – терригенді және карбонатты түрінде қалыптасқан. Карбонат қоймалары орта триастың вулкан-доломит және вулкан-эктас қабаттарында орналасқан. Бұл жыныстарға коллектордың күрделі түрі тән: кеуекті-жарықшақ, кеуекті-қуысты және жарышақты. Жоғарғы триас шөгінділері орта триас шөгінділері кешен үстімен эрозия бойымен жүреді және ауыспалы туфас, сазды-құмды және сазды жыныстардан құралған. Полимиктикалық құмтастар әр түрлі дәрежеде мұнаймен қаныққан, және оларда мұнай шөгінділері кездеседі.

Коллектордың сандық критерийлерін негіздеу үшін тау жыныстарына өткізілген арнайы зертханалық зерттеу кезінде алынған нәтижелер қолданылды. Реактивтер көмегімен мұнайды айдау кезінде физикалық және гидродинамикалық сипаттамалары анықталған фильтрациялық зерттеулер жүргізілді. Алынған параметрлер «коллектор-коллектор емес» корреляциясын құру үшін

пайдаланылды. Кеуектілігі мен өткізгіштігі судың қалдық құрамының параметрімен, сондай-ақ динамикалық кеуектілік пен ашық кеуектілік арасындағы тәуелділіктерді қолдана отырып, сүзу-сыйымдылық қасиеттерінің шекті мәндері анықталды.

Түйін-сөздер: карбонатты жыныстар, су қоймасы, су қоймасының қасиеттері, шекаралық мәндер, арнайы ядролық зерттеулері, кеуектілік, өткізгіштік, суға қанықтыру.

ESTIMATION OF QUANTITATIVE CRITERIA OF CARBONATE RESERVOIRS OF TRIASSIC DEPOSITS

J.M. Tlepieva, N.S. Shilanov

This paper discusses the boundary values of the reservoir properties of carbonate rocks of the Triassic sediments of South Mangyshlak, which are important for the interpretation of production geophysical data and for perforating and blasting operations.

In terms of lithological composition, Triassic deposits are represented by two types of commercial reservoirs – terrigenous and carbonate. Carbonate reservoirs are localized in the volcanic-dolomite and volcanic-limestone strata of the Middle Triassic. These rocks are characterized by a complex type of reservoir: porous-fractured, porous-cavernous and fractured. Sediments of the Upper Triassic occur with erosion on the Middle Triassic sedimentary complex and are represented by alternating tuffaceous, silt-sandy and mudstone rocks. Polymictic sandstones are oil-saturated to varying degrees; oil deposits are confined to them.

To substantiate the quantitative criteria of the reservoir, the results obtained during special laboratory studies of the core were used. Filtration studies were carried out, where physical and hydrodynamic characteristics were determined when oil was displaced by displacing reagents. The obtained parameters were used to construct correlations “collector – non-collector”. Using the relationships between the reservoir properties of the reservoir, the dependence of the porosity and permeability on the residual water content, as well as open porosity and permeability on the dynamic porosity, the boundary values were determined.

Key words: carbonate rocks, reservoir, reservoir properties, boundary values, special core studies, porosity, permeability, water saturation.

Информация об авторах

Шиланов Нуржан Сисенбаевич – заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям, shilanov_n@mail.ru.

Тлепиева Жанылсын Муратқызы – заведующая лабораторией специальных исследований кернa, tlepieva.zh@gmail.com.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, 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.

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. Рекомендуется 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.). Ри-

сунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять так же, 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
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
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
Члены редколлегии	
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	Советник Председателя Правления АО «НК «КазМунайГаз», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Наганалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
Умралиев Бауржан Тажикович	Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор ТОО «КазНИГПИ», 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 Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор

Подписано в печать 19.10.2021 г.
 Формат 72*104. 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