

# **МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ**

**Кутжанова А.Н., Колесников А.С., Туребекова А.М., Отарбаев Н.Ш., Калменов М. У.,  
Абдикеримов Б.А., Аликулов А.С.**

РГП на ПХВ «Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауезова», (160012, Казахстан, г.Шымкент, пр-т Тауке хана 5), e-mail: *Askan\_78@mail.ru*

Кенкиякское многопластовое месторождение имеет широкий стратиграфический диапазон нефтеносности. Залежи нефти промышленного значения в мезозойских отложениях были открыты в 1958 г. при проведении структурно-поискового бурения. В скважине К-17 приток масляной нефти был получен из среднеюрских лагунно-континентальных отложений, а в скважине К-34 из континентальных отложений соркульской свиты нижнего триаса дебит нефти составил 45,6 м<sup>3</sup>/сут. А.Л. Яншин доказал, что нефть в пестроцветных отложениях пермо-триаса вторичная, образовавшаяся за счет вертикальной миграции из подсолевых палеозойских пород.

**Ключевые слова:** методы повышения, разработка месторождения паротепловое воздействие, месторождение «Кенкияк»

## **A METHOD OF INCREASING THE EFFICIENCY OF TECHNOLOGY OF DEVELOPMENT OF DEPOSIT WITH APPLICATION OF CYCLIC STEAM STIMULATION OF BEDS**

**Kutzhanova A.N., Kolesnikov A.S., Turebekova A.M., Otarbayev N.Sh., Kalmenov M.U.,  
Abdikerimov B.A., Alikulov A.S.**

RSE on the RB "South-Kazakhstan State University named after M.Auezova" (160012, Kazakhstan, Shymkent, pr Tauke Khan, 5), e-mail: *Askan\_78@mail.ru*

Kenkiyak multilayer field has a wide stratigraphic range potential. Oil deposits of industrial value of the Mesozoic sediments were opened in 1958 when conducting structural-prospecting drilling. In the well-To-17 inflow of oil oil was obtained from the middle Jurassic лагунно-continental deposits, and in the well-To-34 from continental deposits соркульской suites lower Triassic oil production amounted to 45.6 m<sup>3</sup>/day. A.L. Yanshin proved that the oil in the variegated deposits of the Permian-Triassic secondary, formed by the vertical migration of subsalt Paleozoic rocks.

**Key words:** methods of increase, development of паротепловое impact, Deposit «Kenkiyak»

Научный прогноз А.Л. Яншина позже блестяще подтвердился открытием в подсолевых отложениях Кенкияка крупного месторождения нефти[1].

В связи с получением промышленных притоков нефти из нижнетриасовых отложений в 1959 г, на соляном куполе Кенкияк было начато глубокое разведочное бурение; ряд скважин оказался продуктивным.

С 1959 года на площади Кенкияк проводятся сейсмические исследования различных модификаций и глубокое бурение. В начале эти исследования были направлены на изучение надсолевой и верхнепермской структур, поиски в них промышленных залежей нефти и проведение подсчета по ним запасов нефти с утверждением их в ГКЗ и ТКЗ.

В 1962 г. на южном крутом склоне соляного купола в скважинах 47 и 48 были получены фонтанные притоки нефти из верхнепермских отложений [2].

В 1969 г. в своде Кенкиякского подсолевого поднятия, выявленного сейсморазведкой МОВ и МРНП Актюбинской геофизической экспедиции было начато бурение параметрической скважины 88-П. Скважина на глубине 3880 м под сульфатно-терригенными породами основания кунгурского яруса вскрыла артинские песчано-глинистые отложение с обильными нефтепроявлениями и прошла по ним до глубины 3917 м. На данной глубине в скважине произошла сложная техническая авария. Вследствие наличия обильных нефтепроявлений во вскрытой части артинских отложений было решено провести испытание с целью оценки значимости нефтепроявлений. Было проведено испытание скважины 88П, где при 8-мм штуцере дебит легкой нефти составил 30 м<sup>3</sup>/сут, а при 10 мм штуцере увеличился до 50 м<sup>3</sup>/сут, что ознаменовало открытие первого нефтяного месторождения в подсолевых отложениях востока Прикаспия, тем самым подтвердив научное обоснование А.Л. Яншина наличие подсолевой нефти на Кенкияке.

До сентября месяца 1972 года на Кенкиякской площади глубокое бурение проводилось трестом «Актюбенефтеразведка» и Актюбинской УТНРЭ. Позже, в период до июня месяца 1974 года глубокое бурение на подсолевые отложения проводились силами вновь организованной Кенкиякской НРЭ (из состава Актюбинской УТНРЭ были выделены две самостоятельные нефтеразведочные экспедиции: Кенкиякская и Актюбинская). С июня месяца 1974 года для оказания помощи Кенкиякской НРЭ в ускорении промышленной оценки нефтеносных подсолевых пород была привлечена Актюбинская НРЭ, начавшая бурение скважин 95, 96 и 101.

В марте месяце 1974 года из пород в скв. 93 в интервале глубин 4140-4149 м произошел открытый фонтан с суточным дебитом до 500 м<sup>3</sup>, после чего было проведено

испытание скважин на режимах. В ноябре месяце 1975 года в скважине 96 открыт фонтан нефти с дебитом до 1450 м<sup>3</sup>/сутки[3].

Нефтяное месторождение Кенкияк расположено в южной части Актюбинской области в Казахстане. В административном отношении площадь месторождения входит в состав Темирского района Актюбинской области, в 100 км от ближайшей железнодорожной станции Эмба и в 110 км от ближайшего нефтяного промысла Шубаркудук. С городами Темир и Актобе месторождение связано шоссейной дорогой. Ближайшим населенным пунктом является поселок Кенкияк, расположенный к северо-востоку от месторождения, где находится НГДУ (нефтегазодобывающее управление) (рис.1) [4]. Областной центр – город Актобе находится в 220 км к северу от месторождения Кенкияк и связан с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием.

На месторождении Кенкияк нефть характеризуется высокой вязкостью и обводненностью, поэтому в данной статье рассматриваются метод повышения эффективности технологии разработки месторождения с применением циклического паротеплового воздействия на пласты (рисунок 1).

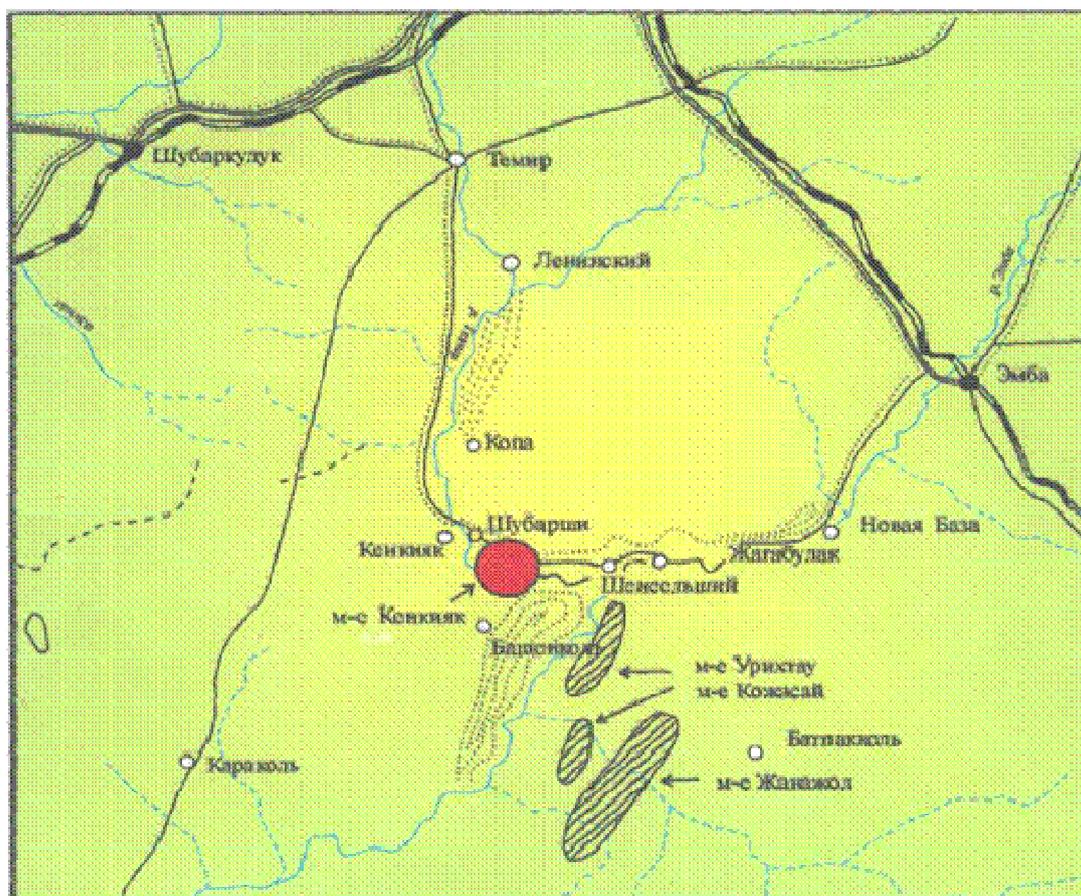


Рисунок 1- Обзорная карта месторождения

К технологическим показателям разработки относятся: добыча нефти из месторождения в процессе его разработки; темп разработки месторождения, изменяющийся во времени, равный отношению текущей добычи нефти к извлекаемым запасам месторождения; добыча жидкости из месторождения; нефтеотдача – отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте; добыча газа из нефтяного месторождения в процессе его разработки; расход нагнетаемых в пласт веществ и их извлечение вместе с нефтью и газом; распределение давления в пласте; давление на устье добывающих скважин; распределение скважин по способам подъема жидкости с забоя на дневную поверхность; пластовая температура.

По динамике изменения добычи и результатам исследования залежи, составлены 4 варианта разработки для сопоставления.

I вариант(базовый): без бурения новых скважин на основе фактического состояния разработке залежи на режиме истощения.

II вариант:на основе первого варианта проводятся мероприятия: дополнительная перфорация, смена насосов, изменение режима работы, разобщение пластов с целью восстановления производительности простаивающих и малодебитных скважин на режиме истощения.

III вариант:на основе второго варианта бурятся новые скважины на неразрабатываемых районах, где расстояние между

IV вариант:бурятся горизонтальные скважины на невыработанных районах с мощной эффективной толщиной, фактическая сетка скважин заменяется площадной сеткой скважин, залежь разрабатывается методом нагнетания пара.

Сопоставление этих проектов подтверждают высокую эффективность IV варианта.В пределах восточного, северного и западного районов разработка проводится по IV варианту. Для снижения риска, увеличения эффективности, проводится дальнейшая оптимизация IV варианта по объему и последовательности осуществления проекта. На базе IV варианта были составлены два варианта: V вариант со средним объемом разработки, VI вариант с малым объемом разработки.V вариант только для применения в пределах восточного и центрального районов, а западный район разрабатывается на естественной энергии; VI вариант только для восточного района, центральный и западный районы разрабатываются на естественной энергии.

На западной части месторождения имеется основной опытно-промышленный участок паротеплового воздействия (ПТВ) на пласты. В эксплуатации находятся 200 скважин, в них перфорированы нефтяные пласты, в пределах А+Б+В, в том числе 161 добывающих скважин, 39 паронагнетательных скважин. Площадь разработки методом ПТВ – 7,2 км<sup>2</sup>,

геологические запасы 364 тыс.т., общее количество скважин для ПТВ 895, в том числе 447 новых скважин (15 горизонтальных скважин, 315 регулирующих скважин, 11 наклонно-направленных скважин, 106 скважин-дублеров), 448 старых скважин, 60 резервных скважин, суммарная добыча при разработке методом ПТВ 1757 тыс.т. (добыча за первый период 1176 тыс.т., дополнительная добыча вышележащих нефтяных пластов 581 тыс.т.), в том числе добыча новыми скважинами 988 тыс.т., старыми 769 тыс.т.

В 357 старых скважинах проводится дополнительная перфорация, вводятся в эксплуатацию 327 простаивающих и законсервированных скважин, 278 перфорируются на вышележащие нефтяные пласты.

Принцип наименования новых скважин: номер новой скважины обозначена пятью арабскими цифрами, первая цифра – 6, вторая цифра означает номер района, последняя цифра порядковый номер скважины.

С третьего квартала 2003 года начат ввод в эксплуатацию по VI варианту.

По расчету ввод в эксплуатацию составил 40 скважин в месяц, в 2007 году, годовая добыча достигла уровня – 686 тыс.т. (добыча нефти методом ПТВ достигла уровня – 551,8 тыс.т., максимальная годовая добыча жидкости в 2009 году составила 2621 тыс.т., самый высокий темп отбора – 3,18%). В 2017 году проектная суммарная добыча нефти будет 6983 тыс.т., в т.ч. добыча нефти методом ПТВ 5365 тыс.т., обычным методом – 1618 тыс.т.

Исследование физико-гидродинамических свойств, проведенные в лаборатории, показывают, что с повышением температуры насыщенность связанной воды повышается, насыщенность остаточной нефти снижается, относительная проницаемость нефти увеличивается, что приводит к улучшению способности движения нефти и превращению свойств породы в гидрофильную породу. При вытеснении нефти паром (температура пара 200°C), насыщенность связанной воды достигает 33,6-35,1%, насыщенность остаточной нефти сильно снижается до 8,5-9,8%, эффективность вытеснения нефти паром может достигнуть 80,7-87,6%.

Геологические условия и свойства нефти надсолевых залежей благоприятны для технологии разработки методом ЦПТВ. Также промышленный опыт показывает, что эксплуатация с применением пара не только повысила добычу скважин, но и увеличила КИН.

По состоянию на 01.01.2009 г. в разработке по добыче нефти находятся надсолевые и подсолевые залежи нефти. За отчетный 2010 год всего 1 982 900 тонн нефти, при плане 2 млн. тонн. выполнение составляет 99,1% (рис.2) [5]. В том числе: по надсолевому комплексу добыто 306 630 тонн нефти, при плане 309 730 тонн, отклонение (-) 3100 тонн. В таблице 1

приведены технологические показатели разработки надсолевых залежей методом ЦПТВ месторождения Кенкияк [5].

По подсолевому комплексу добыто 1 676 270 тонн нефти, при плане 1 690 270 тонн, отклонение (-) 14 тыс.тонн.

Таблица 1- Технологические показатели разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк

Год	Годовое кол-во нагнетаемого пара, тыс.т	Годовая добыча нефти, тыс.т			Годовая добыча жидкости, тыс.т		
		Методом ЦПТВ	Без закачки пара	Итого	Методом ЦПТВ	Без закачки пара	Итого
2005	13384	724,3	192,9	917,2	1618,3	909,3	2527,6
2006	25643	1022,0	160,5	1182,5	2503,7	629,7	3133,4
2007	27784	966,4	133,9	1100,3	2782,8	515,3	3298,1
2008	33238	949,4	119,0	1068,4	3049,2	474,5	3523,7
2009	33673	888,7	102,6	991,3	3282,0	426,4	3708,4
2010	30762	865,6	90,5	956,1	3208,1	394,5	3602,6

Сдано в сеть НКТН «КазТрансОйл» 1 914 343 тонн нефти, при плане 1 956 240 тонн, выполнение составляет 97,8%. Основной причиной невыполнения плана по добыче и сдаче нефти, является несвоевременные вводы новых скважин из бурения и осложнения в процессе освоения.

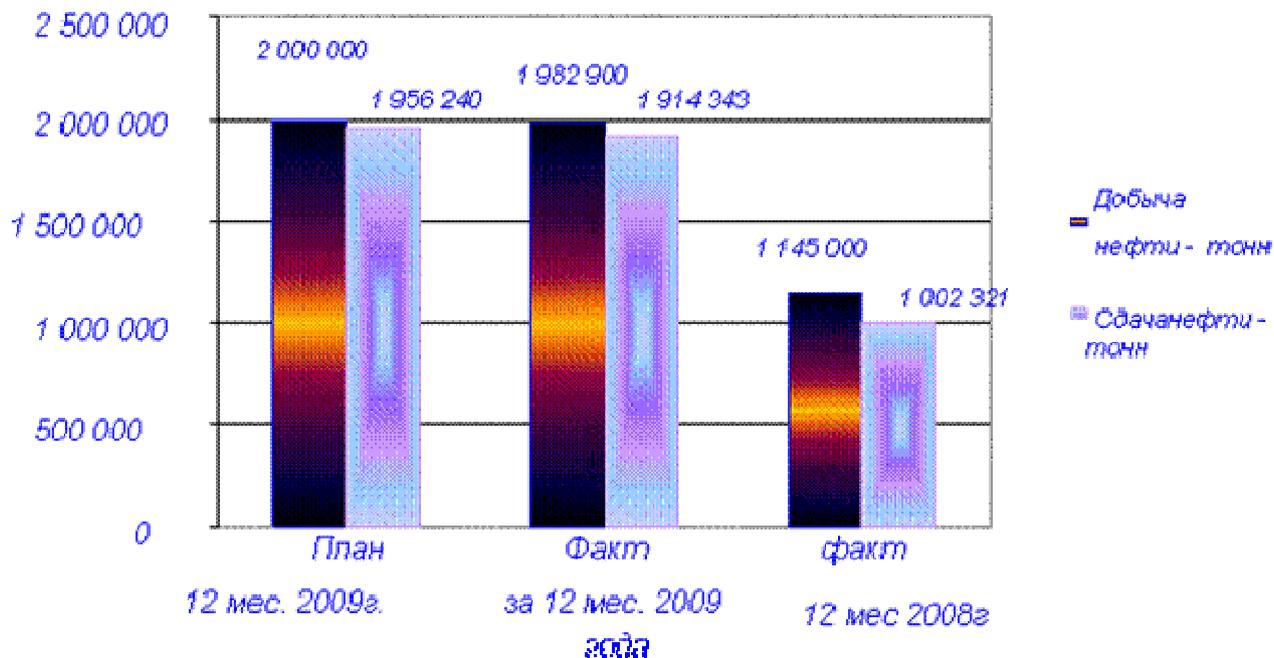


Рисунок 2- Добыча и сдача по НГДУ «Кенкиякнефть»

Рост уровня добычи нефти по сравнению с 2008 годом, в основном связан с вводом в эксплуатацию 13 подсолевых скважин (№ Н8023, Н8024, Н8025, 8016 Н8009, Н8015, 7001,

7043, Н8012, Н8034, 7049, 7048, 7037) и за счет планово-профилактических работ (Оптимизация режимов работ надсолевых скважин, СКО подсолевых скважин).

Таким образом, добыча нефти и жидкости с начала эксплуатации по месторождению составила соответственно 17 133 802 т нефти и 36 875 961 м<sup>3</sup> жидкости.

Процент отбора нефти от извлекаемых запасов по категориям С1 и А+В соответственно составляют по подсолевому – 2%, по основной площади – 49% и по крутому склону – 62%.

В течение года обводненность в целом по месторождению подсолевой и надсолевой уменьшилось от 75% до 46%, это связано с увеличением доли добытой подсолевой нефти.

По состоянию на 01.01.2009 года при фонде 864 скважин, в которых добыча нефти ведется вторичными методами (ШГН, винтовой насос и свабиrowание), среднесуточный дебит на одну скважину составил 1,7 т/сут по нефти и 6,0 м<sup>3</sup>/сут по жидкости.

На конец года при действующем фонде 13 подсолевых скважин, среднесуточный дебит на одну скважину составил 143,3 т/сут, и 145,5 м<sup>3</sup>/сут жидкости. С начала года на северо-восточной и юго-восточной части месторождения пробурены, освоены и введены в эксплуатацию 85 новых надсолевых скважин, в т.ч. на крутом склоне (66026, 61065, 61020, 61016, 61040, 66025, 61056, 61055, 61062, 61041, 61039, 66024, 61045, 61053, 61059, 61052, 61046, 61027, 61060, 66019, 61038, 61034, 61033, 61028, 64024, 61019, 66023, 61035, 61048, Т-1249, 61061, 61051, 61029, 61066, 61007, 64041, 64043, Т-1252, 70007, 70008, Т-2392, 64025, Т-2421, Т-2370, Т-2371, 70011, 66017, 65025, 65008, Т-1313, 65009, 64042, Т-1203, 65002, Т-1205, 64039, Т-2399, 70012, 64026, 66016, 66018, 61015, 65018, 61058, Т-1251, Т-994, Т-996, Т-1098, Т-1147, Т-2396, Т-1207, Т-2422, 64032, 61026, Т-1254, 61043, 61049, 61054, 61074, 61081, 2001кс, 2002кс, 2003кс, 2004кс, 2005кси 4 подсолевых (Н-8002, Г-235, Г-8017, Г-8011)).

По закономерности регрессии добычи нефти надсолевых залежей на крутых склонах месторождения Кенкияк проведен прогноз добычи. В районе, где имеются 12 старых работающих скважин суточный дебит нефти 74 т, годовая производительность 22,1 тыс.т; в районе, где имеются 7 скважин, в которых рекомендовано проведение мероприятий, суточный дебит нефти 46,8 т, годовая производительность 14 тыс.т, для 12 проектных скважин суточный дебит нефти скважин 10,5 т., суточный дебит нефти района 126 т, годовая производительность 37,8 тыс.т. Для целой залежи суточный дебит нефти составит 246,8 т, годовая производительность 73,9 тыс.т.

Прогноз показателей разработки новых скважин проведен по показателю регрессии I, II категории нефтяного пласта. До 2017 года суммарная добыча нефти пермских залежей на крутых склонах месторождения Кенкияк составит 1399,4 тыс.т, КИН – 30,1%.

### Список использованной литературы

1. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. ОАО ВНИИОЭНГ, 2000г.
2. Бренц А.Д. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. М Недра, 1984г.
3. Брылов С.А. и другие. Охрана окружающей среды. Высшая школа, 1986г.
4. Ведомственная система безопасности труда, охраны труда и окружающей среды в филиалах и объектах «СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ».РГКП «Научно-исследовательский центр по безопасности труда, охраны труда и окружающей среды в нефтегазовой промышленности»,Актобе - 2001г.
5. Технологическая схема разработки надсолевых залежей месторождения Кенкиак. Синьзянский нефтегазовый научно-исследовательский институт, г.Карамай - 2008г.