

УДК 553.9; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-4.04>

ПЕРСПЕКТИВЫ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС



К.О. ИСКАЗИЕВ¹,
доктор геол.-мин. наук,
генеральный директор
(председатель правления)
АО «РД «КазМунайГаз»,
<https://orcid.org/0000-0003-0805-1294>



С.Ф. ХАФИЗОВ²,
доктор геол.-мин. наук,
профессор, зав. кафедрой
поисков и разведки нефти
и газа,
<https://orcid.org/0000-0003-1426-7649>



В.С. ВЕРБИЦКИЙ^{2*},
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
месторождений,
<https://orcid.org/0000-0002-4195-1967>



Л.В. ИГРЕВСКИЙ²,
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
месторождений,
<https://orcid.org/0000-0003-3452-3486>

* Адрес для переписки. E-mail: verbitsky_vs@gubkin.ru

¹АО «РД «КАЗМУНАЙГАЗ»

Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, проспект Кабанбай батыра 17

²РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА

Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65

В 2018 году в АО «Каражанбасмунай» при участии НК «Казмунайгаз» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина реализован проект разработки концепции развития месторождения Каражанбас. В рамках разработки проекта концепции проведена работа по анализу фонда скважин и действующей инфраструктуры месторождения, проведены расчеты и исследования, направленные на определение технико-экономических условий повышения эффективности разведки, бурения, освоения, разработки, добычи, сбора и подготовки продукции скважин месторождения Каражанбас. Предложены рекомендации для проведения опытно-промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). По предварительной оценке, применимости технологии одновременно-раздельной добычи подтвержден технологический эффект в виде дополнительной добычи нефти. Для уточнения оценочных показателей ОРЭ требуется проведение комплексных мероприятий по исследованию свойств пара, горных пород, характеристики притока к многозабойной скважине.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АО «Каражанбасмунай», месторождение Каражанбас, разработка, скважина, одновременно-раздельная эксплуатация, пакер, многопластовая залежь, коэффициент извлечения нефти (КИН), термобарические условия.

ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНДА БІР МЕЗГІЛДЕ-БӨЛЕК ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ

Қ.О. ЕСҚАЗИЕВ¹, г.-м.ғ.д., «ҚазМұнайГаз» БӨ» АҚ Бас директоры (Басқарма төрағасы), <https://orcid.org/0000-0003-0805-1294>

С.Ф. ХАФИЗОВ², профессор, И.М. Губкин атындағы РММ мұнай және газ іздеу және барлау кафедрасының меңгерушісі, г.-м. ғ. д., <https://orcid.org/0000-0003-1426-7649>

В.С. ВЕРБИЦКИЙ^{2*}, И.М. Губкин атындағы РМУ мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының доценті, т. ғ. к., <https://orcid.org/0000-0002-4195-1967>

Л.В. ИГРЕВСКИЙ², И.М. Губкин атындағы РМУ мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының доценті, т. ғ. к., <https://orcid.org/0000-0003-3452-3486>

¹«ҚАЗМҰНАЙГАЗ БӨ» АҚ,

Қазақстан Республикасы, 010000, г. Нур-Султан, Кабанбай батыр даңғылы, 17

²И.М. ГУБКИН АТЫНДАҒЫ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ РММ
(ҰЛТТЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ)

Ресей Федерациясы, 119991, Мәскеу қ., Ленин даңғылы, 65

2018 жылы "Қаражанбасмұнай" АҚ-да "ҚазМұнайГаз" ҰК және И.М. Губкин атындағы Мұнай және газ РММ (ФЗУ) қатысуымен Қаражанбас кен орнын дамыту тұжырымдамасын әзірлеу жобасы іске асырылды. Тұжырымдама жобасын әзірлеу шеңберінде ұңғымалар қорын және кен орнының қолданыстағы инфрақұрылымын талдау бойынша жұмыс жүргізілді, Қаражанбас кен орны ұңғымаларының өнімін барлау, бұрғылау, игеру, өндіру, жинау және дайындау тиімділігін арттырудың техникалық-экономикалық шарттарын айқындауға бағытталған есептеулер мен зерттеулер жүргізілді.

Алдын ала бағалау бойынша, бір мезгілде-бөлек өндіру технологиясының қолданылуы қосымша түрінде мұнай өндіру технологиялық өсерімен расталды. ЭҚР бағалау көрсеткіштерін нақтылау үшін будың, тау жыныстарының қасиеттерін, сипаттамаларын зерттеу бойынша кешенді іс-шаралар жүргізу талап етіледі.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: "Қаражанбасмұнай" АҚ, Қаражанбас кен орны, игеру, ұңғыма, бір мезгілде-бөлек пайдалану, пакер, көп қабатты кеніш, мұнайды алу коэффициенті (КИН), термобарикалық жағдайлар.

PROSPECTS FOR DUAL OPERATION OF WELLS AT THE KARAZHANBAS FIELD

K.O. ISKAZIYEV¹, doctor of geological-mineralogical sciences, Chairman of the Management Board (Chief Executive Officer) at "KazMunaiGas" Exploration Production" JSC, <https://orcid.org/0000-0003-0805-1294>

S.F. KHAFIZOV², professor, head of chair of prospecting and exploration of oil and gas, Gubkin University, <https://orcid.org/0000-0003-1426-7649>

V.S. VERBITSKY^{2*}, PhD, associate professor of the department of development and exploitation of oil fields, Gubkin University of oil and gas, <https://orcid.org/0000-0002-4195-1967>

L.V. IGREVSKY², PhD, associate professor of the department of development and exploitation of oil fields, Gubkin University of oil and gas, <https://orcid.org/0000-0003-3452-3486>

¹"KAZMUNAIGAS" EXPLORATION PRODUCTION" JSC
17 Kabanbai batyr str., Nur-Sultan, 010000, Republic of Kazakhstan

²GUBKIN UNIVERSITY OF OIL AND GAS
65, Leninsky ave, Moscow, 119991, Russian Federation

In 2018, Karazhanbasmunai JSC with the participation of KazMunaiGas and Gubkin University of Oil and Gas implemented a project to develop a concept for the development of the Karazhanbas field. As part of the development of the draft concept, work was carried out on the analysis of the well stock and the existing infrastructure of the field, calculations and studies were carried out aimed at determining the technical and economic conditions for improving the efficiency of exploration, drilling, development, exploitation, production, collection and preparation of well products of the Karazhanbas field. Recommendations for conducting pilot field tests of the technology of dual operation (DO) are proposed. According to a preliminary assessment, the technological effect in the form of additional oil production has been confirmed by the applicability of the technology of dual production. To clarify the estimated indicators of the DO, it is necessary to carry out complex measures to study the properties of steam, rocks, and the characteristics of the inflow to a multihole well.

KEY WORDS: "Karazhanbasmunai", Karazhanbas field, development, well, dual operation, packer, multi-layer deposit, oil recovery factor, thermobaric conditions.

На месторождении Каражанбас ведется совместная эксплуатация объектов, например, совместная эксплуатация I и II объектов обеспечивается 184 скважинами, в том числе 15 нагнетательными; совместная эксплуатация I, II и III объектов обеспечивается одной скважиной; совместная эксплуатация I и III объектов обеспечивается тремя скважинами; совместная эксплуатация II и III объектов обеспечивается 12 скважинами (по состоянию на 01.01.2017) [1,2].

Существует концептуальное представление о технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин: 1) система для одновременно-раздельной добычи (ОРД) – применяется в многопластовых залежах, объединенных одной добывающей скважиной; 2) одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) агента для поддержания пластового давления или, для условий разработки Восточного и Северного участков месторождения Каражанбас, применяется технология ОРЗП – одновременно-раздельная закачка пара. В данной статье авторы провели анализ промыслового опыта применения технологии ОРЭ на месторождении Каражанбаси дали обзор технологий ОРЭ других месторождений вязкой нефти.

Одновременно раздельная эксплуатация двух или более объектов разработки одной скважиной допускается только при условии применения скважинного и на-

земного оборудования, обеспечивающего отдельный учет добываемой продукции и проведение промысловых исследований каждого объекта. Одним из методов регулирования разработки многопластовой залежи при утвержденной системе разработки является применение надежного оборудования одновременно отдельной эксплуатации добывающих скважин и закачки воды или пара в нагнетательные скважины.

Технология одновременно-отдельной закачки пара (ОРЗП) в два или несколько пластов является перспективной с точки зрения адресного воздействия на объекты разработки с отличающимися фильтрационно-емкостными характеристиками. Кроме того, технология ОРЗП позволяет сократить количество новых паронагнетательных скважин (ПНС), при сохранении показателей разработки месторождения. Однако для реализации ОРЗП требуется проведение опытно-промысловых испытаний для настройки технологии под условия разработки участка месторождения. В частности, при реализации ОРЗП необходимо предусмотреть обвязку наземной инфраструктуры, обеспечивающая контроль и регулирование паротепловым воздействием (ПТВ). Погружное оборудование должно надежно работать в ПНС в условиях высоких температур и давлений, обеспечивать термостабильность агента на участке «устье-забой» и распределять пар по пластам разработки в соответствии с проектными значениями.

На месторождении Каражанбас нет опыта применения ОРЗП, однако накоплен большой опыт ПТВ на восточном участке. Для предварительной оценки затрат на реализацию ОРЗП в скважинах месторождения Каражанбас, на основе результатов анализа разработки месторождения на восточном и западном участках, предложены скважины для ОРЗП, которые подразделяются на два блока: 1) непрерывная закачка пара в третий объект восточного участка; 2) чередующая закачка пара и воды (ЧЗПВ) в третий объект западного участка.

Для первого блока ОРЗП на восточном участке предлагается провести ОПИ в паронагнетательных скважинах №№ 5015, 2852 и 2817. На восточном участке активно развита технология ПТВ, поэтому в рамках действующей инфраструктуры возможно провести модернизацию устьевой арматуры, оснастив ее регуляторами давления (расхода) пара, устьевыми расходомерами пара, специализированным погружным оборудованием для разобщения пластов. Закачку пара в скважинах-кандидатах можно организовать по двум интервалам (таблица 1).

Таблица 1 – Геолого-промысловая информация по скважинам-кандидатам для ОРЗП на восточном участке третьего объекта

Номер скважины	Горизонт	Горизонт						
		Д2				Ю1 или Ю1+2		
		Интервал, м	Перемычка, м	к, мД	h, м	Интервал, м	к, мД	h, м
5015	Д2 Ю1	322.5-345.5	8.1	1211-2858	23.0	353.5-377.2	231-665	23.7
2852	Д2 Ю1 Ю2	321.6-344.1	5.0	670-1992	22.5	349.0-359.0	49-103	10.0
2817	Д2 Ю1	325.6-346.1	6.5	1427	20.47	352.6-390.7	296-160	38.1

Общие характеристики скважин: участок ПТВ – Восток, добывающий фонд, все скважины в работе, ГЗУ №30, закачиваемый агент – водяной пар, внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 150.5 мм, наружный диаметр НКТ – 73 мм

Краткий анализ позволяет сделать вывод о том, что верхний интервал, представленный горизонтом Д2 относится к высокопроницаемой части (от 669,7 до 2858,1 мД), а нижний интервал, представленный горизонтом Ю1 (Ю1+2) относится к низкопроницаемой части (от 48,7 до 664,9 мД).

Скважины-кандидаты под ОРЗП выбирались с учетом параметра остаточной нефтенасыщенности, на *рисунке 1* представлена схема реагирующих добывающих скважин на паронагнетательные скважины, предполагаемые для ОРЗП.

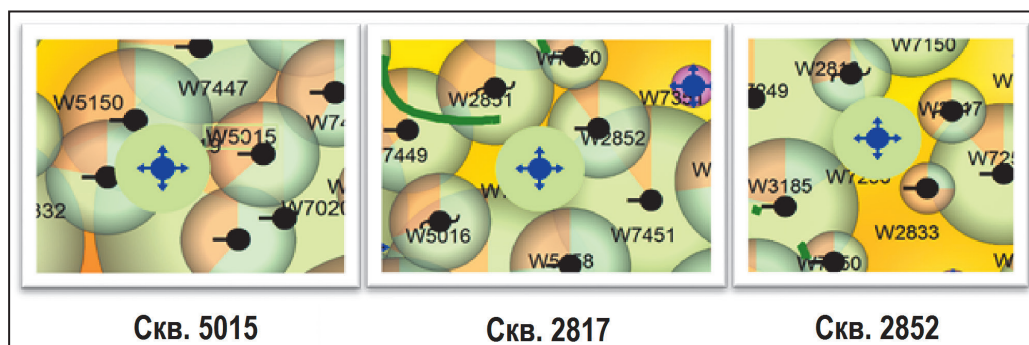


Рисунок 1 – Расчетная схема реагирующих добывающих скважин от влияния ПНС на восточном участке ОРЗП

В скважине 2852 необходимо провести изоляцию интервала 361,4÷385,3 м с проницаемостью 309,7 мД, для исключения влияния подстилающей воды на глубине 1,1 м в глинистых прослоях.

Для второго блока ОРЗП на западном участке предлагается провести ОПИ по переводу обводненных добывающих скважин №№ 1746, 6062 и 6060 в категорию ПНС. В рамках действующей инфраструктуры также потребуются оснащение опытного участка промысловым оборудованием для закачки пара по двум интервалам исследуемых скважин (*таблица 2*).

На *рисунке 2* представлена схема реагирующих добывающих скважин на паронагнетательные скважины, предполагаемые для ОРЗП [5].

Таблица 2 – Геолого-промысловая информация по скважинам-кандидатам для ОРЗП на западном участке третьего объекта

Номер скважины	Горизонт	Горизонт						
		Д2				Ю1 или Ю1+2		
		Интервал, м	Перемычка, м	к, мД	h, м	Интервал, м	к, мД	h, м
1746	Д2 Ю1	409.4-411.7	8.1	2211	2.3	419.8-433.9	283	14.1
6060	Д2 Ю1 Ю2	425.6-437.2	14.1	1.2-74.2	11.6	451.3-476.9	96-119	25.6
6062	Д2 Ю1	428.9-431.1	24.5	1.9-4.8	2.2	455.6-462.4	94-114	6.8

Общие характеристики скважин: участок ПТВ – Запад, закачиваемый агент – пар, внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 150.5 мм, наружный диаметр НКТ – 73 мм

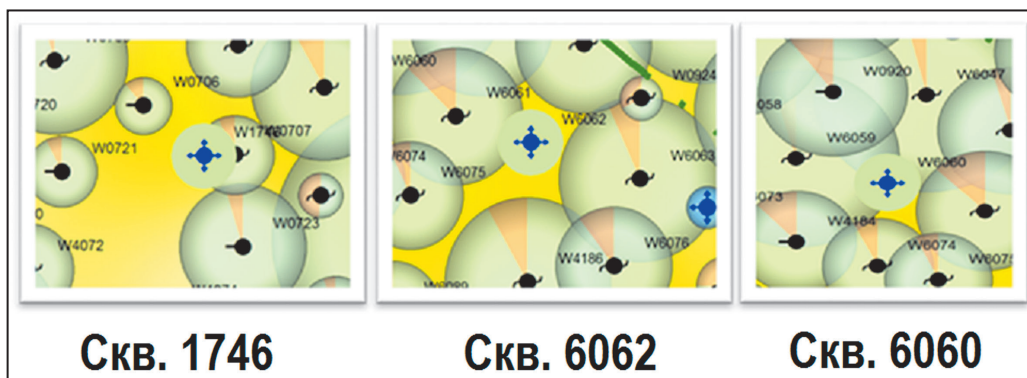


Рисунок 2 – Расчетная схема реагирующих добывающих скважин от влияния ПНС на западном участке ОРЗП

Для решения задачи разобщения продуктивных горизонтов месторождения Каражанбас необходимо применять надежное термостойкое оборудование: термопакер (например, ПТК 2-140-350 и ПТК 3К-140-350 производства ООО НПФ «Кубаньнефтемаш» или "MJS" Baker 46A2 (США)), специализированную устьевую арматуру, теплоизолированные насосно-компрессорные трубы («термокейсы»).

На *рисунке 3* показана принципиальная схема термостойкого пакера. Принцип посадки пакера заключается в том, что при вращении колонны термокейсов примерно на 30 оборотов, байонетом 2 разжимается наружное термостойкое сальниковое уплотнение 4. В процессе эксплуатации для компенсации температурных удлинений из-за термического расширения пакера, в его конструкции предусмотрена система компенсации, состоящая из внутреннего сальникового уплотнения 3, полированного штока 7 (длиной 8 м). При изменении температуры НКТ термопакер остается неподвижным относительно оси скважины, при этом движется полированный шток 7 внутри сальникового уплотнения 3. Таким образом, термопакет заменяет собой два устройства, так как выполняет и функции телескопического соединения НКТ.

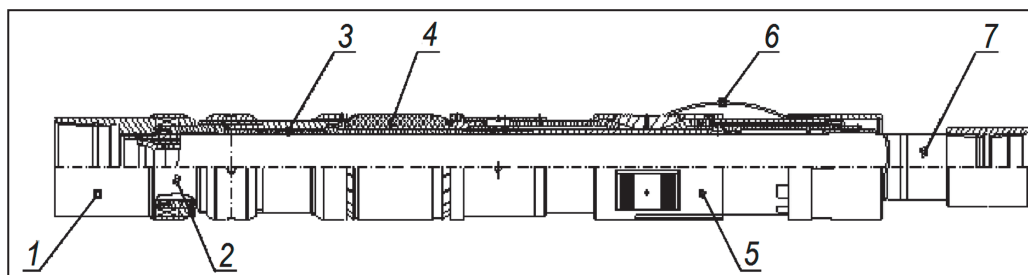


Рисунок 3 – Принципиальная схема термостойкого пакера: 1 – ключ байонета; 2 – байонет; 3 – уплотнитель; 4 – наружный сальник; 5 – якорь; 6 – фонарь, 7 – полированный шток

Реализуемая в настоящее время на месторождении Каражанбас система распределения теплоносителя по скважинам не позволяет оценить свойства закачиваемого теплоносителя: параметр сухости, температуру, массовый расход пара, устьевое давление. Отсутствует инструмент и надежная методика определения динамики изменения свойств пара на участке «выкидной коллектор парогенератора – система

Таблица 3 – Технические характеристики термостойкого пакера

№	Технические характеристики	Размерность	Значение
1	Рабочая среда	пар, горячая вода, парогаз, нефть	
2	Условный проход Ду	мм	50
3	Температура рабочей среды	°C	не более 350
4	Усилие (крутящий момент) посадки пакера	кгм	400-420
5	Условный диаметр обсадной колонны	мм	168
6	Номинальные внутренние диаметры обсадной колонны	мм	144,7-154,7
7	Перепад давления, воспринимаемый оборудованием	МПа (кгс/см ²)	не более 16 (160)
8	Ход компенсации температурных удлинений труб	мм	6000
9	Максимальные осевые нагрузки съёма пакера	т. с.	0
10	Максимальный наружный диаметр	мм	139,6
11	Длина	м	8
12	Максимальная глубина установки	м	1500

паропроводов – забой паронагнетательных скважин». На *рисунках 4 и 5* представлены графические зависимости параметра сухости закачиваемого пара от забойного давления при известных параметрах устьевого давления и расхода пара, на основе результатов предварительных термодинамических расчетов, по исходным данным промысловой базы данных скважин Восточного участка месторождения Каражанбас. Интерпретация результатов расчетов показывает, что при высоком значении массового расхода теплоносителя на устье, вследствие низких теплопотерь по стволу нагнетательной скважины, свойства пара остаются практически неизменными; при снижении массового расхода пара качество теплоносителя на забое снижается, возрастает забойное давление и в отдельных случаях приближается к гидростатическому, что говорит о конденсации большей части пара в воду. На *рисунке 5* показано влияние качества теплоносителя на устье при изменении его свойств в результате нагнетания на забой ПНС при изменении массового расхода пара. Например, для поддержания стационарного значения параметра сухости пара (Сх) на забое 0,6 при различных значениях сухости пара на устье скважины: от 0,05 до 0,4 потребуется повышать значение массового расхода пара, соответственно от 380 до 1150 кг/ч, в дальнейшем, при увеличении массового расхода пара до 2000 кг/ч сухость пара на устье скважины возрастает незначительно с 0,4 до 0,5. Аналогичный характер поведения параметра сухости пара на устье наблюдается при фиксированном параметре сухости пара на забое - 0,3. Данное поведение графиков на *рисунке 5* можно объяснить высокой степенью неопределенности данных по составу газа, который

влияет на энергетические показатели парогенератора (отличие фактического и паспортного значений коэффициента полезного действия парогенератора); недоверенностью показаний массового расхода пара при его движении в паропроводах (влияние теплопотерь в окружающую среду на свойства пара) и по стволу ПНС (влияние теплопотерь в окружающие горные породы); слабоизученным является параметр температуропроводности горных пород продуктивной части, в том числе в области техногенных геомеханических преобразований.

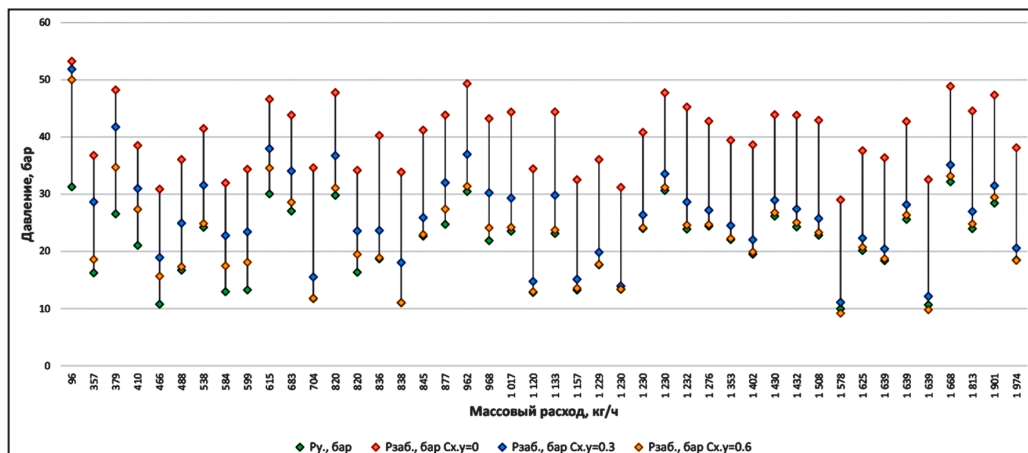


Рисунок 4 – Расчетные зависимости изменения забойного давления ПНС от значений массового расхода пара при фиксированных значениях устьевого давления и показателя сухости пара на устье скважины

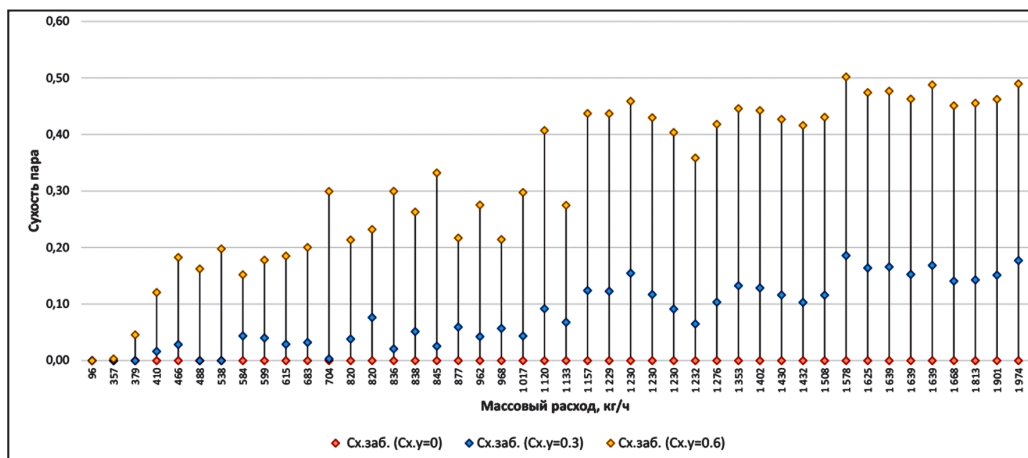


Рисунок 5 – Расчетные зависимости изменения показателя сухости пара на забое ПНС от значений массового расхода пара при фиксированных значениях показателя сухости пара на устье скважины

При высокой степени неоднородности пластов и высокой степени недонасыщенности пластов, совместная разработка и эксплуатация объектов без дополнительного изучения влияния свойств пара на характер вытеснения нефти является бесперспективным и нерациональным.

В западной и центральной частях месторождения Каражанбас осуществлена совместная закачка воды в продуктивный пласт при помощи классической двухрядной компоновки НКТ с отсечением продуктивных горизонтов при помощи двух пакеров. Устьевое оборудование позволяет на поверхности регулировать с помощью вентилей расход воды, закачиваемой в верхний и нижний пласты, и настроить необходимые режимы закачки по давлению и расходу (рисунк 6).

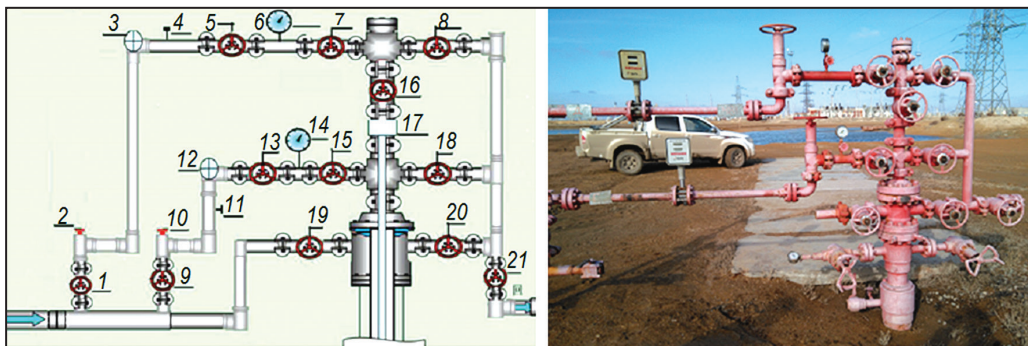


Рисунок 6 – Наземное устьевое оборудование нагнетательной скважины месторождения Каражанбас (центральный участок) по технологии ОРЗ:

1 – вентиль потока, поступающего во внутреннюю трубу; 2 – обратный клапан внутренней трубы; 3 – расходомер внутренней трубы; 4 – спускной кран; 5 – регулирующий вентиль внутренней трубы; 6 – манометр; 7 – задвижка поступающего во внутреннюю трубу потока на манифольде; 8 – промывочная задвижка внутренней трубы; 9 – вентиль поступающего потока в наружную трубу; 10 – обратный клапан наружной трубы; 11 – спускной кран; 12 – расходомер наружной трубы; 13 – водо-регулирующий вентиль наружной трубы; 14 – манометр наружной трубы; 15 – задвижка водонагнетания наружной трубы; 16 – центральная задвижка; 17 – фитинг; 18 – промывочная задвижка наружной трубы; 19 и 20 – затрубные задвижки; 21 – задвижка внутренней трубы [1, 2]

Так как в настоящее время точных данных о продуктивности пластов и обводненности продукции каждого из них в скважинах, эксплуатирующих несколько пластов, нет, то без проведения предварительных исследований выбор скважин-кандидатов и оценка возможности применения в них одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) затруднены. Например, в ПАО «Татнефть» в Татарстане на протяжении длительного периода ведется работа по переводу скважин многопластовых залежей в режим ОРЭ, при этом преимущественным фактором является перевод скважин в режим одновременно-раздельной добычи (ОРД), а скважины в режим одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) переводятся по остаточному принципу. Данный подход обусловлен тем, что эффект от дополнительной добычи нефти фиксируется с момента вывода добывающих скважин на режим при ОРД, а при ОРЗ эффект наблюдается через продолжительное время, соответственно на эффект при ОРЗ могут оказывать влияние прочие геолого-технологические мероприятия (ГТМ). По данным ПАО «Татнефть» на 01.10.2017 г. оборудованием для ОРД оснащены порядка 70% фонда скважин ОРЭ, оборудованием для ОРЗ – 27% фонда, оборудованием для внутрискважинной перекачки (ВСП) – 3% фонда. Суммарная дополнительная добыча скважин с ОРД составила 85% суммарной добычи установками ОРЭ, при этом суммарная добыча скважин с ОРЗ – 24%, скважин с оборудованием ВСП – 1% [3,4].

Учитывая опыт распределения способов добычи ОРЭ в ПАО «Татнефть», а также учитывая слабый охват месторождения Каражанбас технологией ОРЭ, реко-

мендуется сосредоточить усилия на проведении ОПИ технологии ОРД при непосредственном проведении гидродинамических исследований скважин до и после проведения ОПИ ОРД. В добывающих скважинах месторождения Каражанбас можно реализовать технологическую схему двухлифтовой компоновки ОРД с двумя плунжерными насосами, которая получила широкое применение в скважинах ОРД ПАО «Татнефть» (рисунки 7). В частности, для привода штанговых глубинных насосов могут применяться станки-качалки. На поверхности земли устанавливается два станка-качалки, по одной из лифтовых колонн ведется добыча из верхнего пласта, а по второй колонне ведется добыча из нижнего пласта. Применяется два параллельных ряда колонн НКТ условного диаметра 1,5 и 2 дюйма для эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм, соответственно.

Также можно применять цепные приводы, чтобы увеличить длину хода плунжера до 6 метров и более, и, соответственно, повысить коэффициент наполнения штангового глубинного насоса, что имеет важное значение для добычи высоковязкой нефти.

Основываясь на промысловых данных десяти скважин участка паротеплового воздействия, эксплуатирующих несколько пластов при значениях обводненности не более 65%, авторами проведена оценка эффективности применения технологии ОРД на данном участке. Рассмотрим методику расчета технологических показателей на примере скважины №7352 блока 30БП месторождения Каражанбас, эксплуатирующей штанговым винтовым насосом два горизонта – Д2 и Ю1. Пластовое давление (Рпл) составляет 16,1 атм, забойное давление (Рзаб) – 10,7 атм, дебит скважины Qж – 26 м³/сут, обводненность – 63%. Рассчитаем коэффициент продуктивности скважины Kпр по формуле:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}$$

После подстановки значений получаем Kпр = 4,73 м³/сут/атм.

Для того, чтобы оценить значения коэффициентов продуктивности по первому пласту Kпр.1 (Д2) и второму пласту Kпр.2 (Ю1), поступим следующим образом. Учтем, что нефтенасыщенная толщина h1 первого пласта составляет 9,2 м, а второго пласта h2 – 6,7 м. При этом проницаемость первого пласта k1 составляет 684,5 мД, а второго пласта k2 – 137,4 мД. При указанных выше допущениях значения коэффициентов продуктивности по первому Kпр.1 (Д2) и второму пласту Kпр.2 (Ю1) будут пропорциональны значениям проводимости этих пластов и k1*h1 и k2*h2.

Рассчитаем коэффициент продуктивности по первому Kпр.1 пласту (Д2) по формуле:

$$K_{\text{пр.1}} = \frac{K_{\text{пр}} k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$$

Подставляя значения, получаем Kпр.1 = 4,13 м³/сут/атм.

Очевидно, что:

$$K_{\text{пр.2}} = K_{\text{пр}} - K_{\text{пр.1}}$$

Вычитая, находим Kпр.2 = 0,6 м³/сут/атм.

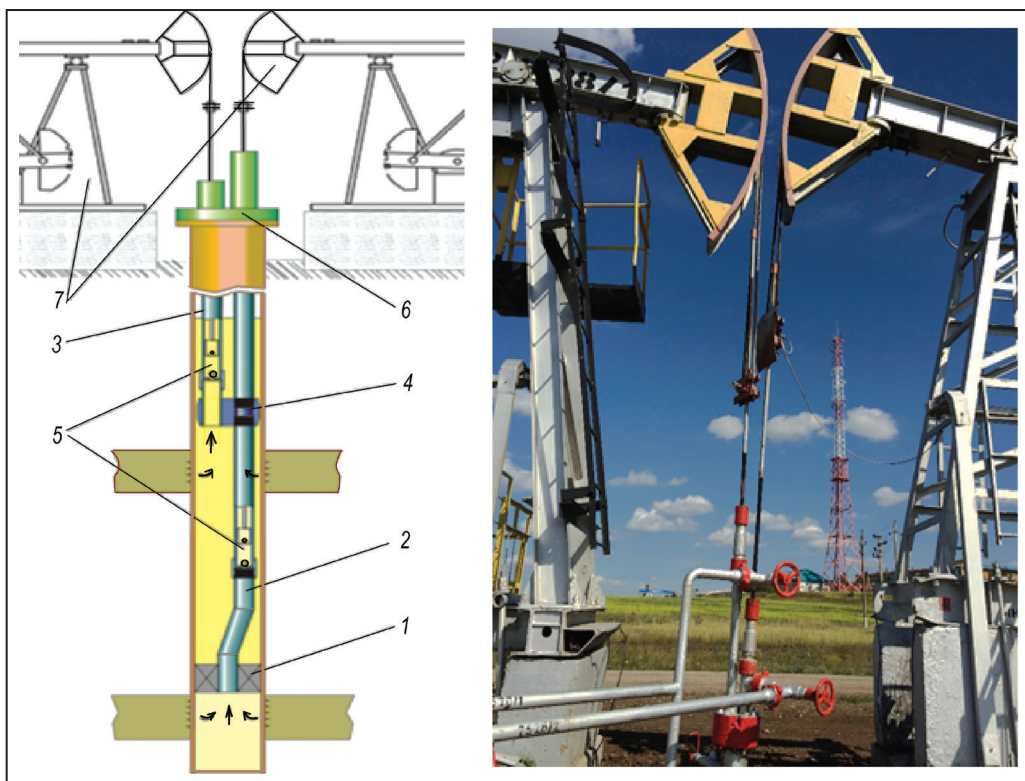


Рисунок 7 – Схема двухлифтовой компоновки ОРД с приводом от станков-качалок.
1 – пакер, 2 и 3 – НКТ, 4 – параллельный якорь, 5 – штанговые глубинные насосы ШГН, 6 – двухканальная устьевая арматура, 7 – станки-качалки

Примем³, что забойное давление в низкопроницаемом пласте $P_{\text{заб.низк.прон}}$ (для скважины №7352 это пласт Ю1) составляет 3 атм. Тогда приняв, что забойное давление при ОРД в более высокопроницаемом пласте $P_{\text{заб.выс.прон}}(D_2)$ будет снижено до 8 атм, получаем, что потенциально достижимый дебит скважины по жидкости $Q_{\text{ж}}$ складывается из значений дебитов двух пластов:

$$Q_{\text{ж.ОРД}} = Q_{\text{ж.ОРД.выс.прон}} + Q_{\text{ж.ОРД.низк.прон}}$$

где

$$Q_{\text{ж.ОРД.выс.прон}} = K_{\text{пр.1}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.выс.прон}})$$

$$Q_{\text{ж.ОРД.низк.прон}} = K_{\text{пр.2}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.низк.прон}})$$

Таким образом,

$$Q_{\text{ж.ОРД}} = K_{\text{пр.1}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.выс.прон}}) + K_{\text{пр.2}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.низк.прон}})$$

³Данная методика основана на ряде допущений. Причиной этого является отсутствие достоверных исходных данных по скважинам, эксплуатирующим не менее двух пластов одновременно. Неизвестны величины пластовых давлений, дебитов и обводненностей по каждому из эксплуатируемых объектов. Поэтому в методике предполагается, что значения пластовых давлений по каждому из объектов одинаковы. Величины обводненностей также равны друг другу. Вследствие этого расчеты, представленные в этом разделе, следует рассматривать как ориентировочные с целью последующей экономической оценки.

После подстановки находим, что $Q_{ж.ОРД.прон} = 33,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{ж.ОРД.низк} = 8,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, а $Q_{ж.ОРД} = 41,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вычислим прирост дебита скважины по жидкости $\Delta Q_{ж.ОРД}$ за счет применения ОРД

$$\Delta Q_{ж.ОРД} = Q_{ж.ОРД} - Q_{ж.}$$

Получаем, что $\Delta Q_{ж.ОРД} = 15,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После этого находим прирост дебита скважины по нефти $\Delta Q_{н.ОРД}$ при ОРД, учитывая, что плотность нефти $\rho_n = 0,939 \text{ т/м}^3$

$$\Delta Q_{н.ОРД} = (\Delta Q_{ж.ОРД} (100-v)/100) \rho_n$$

Величина ожидаемого увеличения добычи нефти при одновременно-раздельной эксплуатации по скважине № 7352 $\Delta Q_{н.ОРД}$ составляет 5,4 т/сут.

Аналогичным образом были проведены расчеты и для остальных выбранных девяти скважин. Краткая информация о результатах расчета приведена в *таблице 4*.

Таблица 4 – Результаты оценочных расчетов

Номер скважины	Марка насоса, глубина спуска, фактический режим	Пласт	Предполагаемое Рзab при ОРЭ, атм	Рпл, атм	Расчетные величины при ОРЭ		
					Qж, м³/сут	Qн, т/сут	ΔQн, т/сут
2243	ШВН NETZSCH-10, H _{сн} = 270 м Q _{ж.} = 9 м³/сут, в=48%, P _{заб} = 10,6 атм	A ₁	5	11.8	8.8	4.3	11.6
		B	8	11.8	23.9	11.7	
2484	Свабирование, H _{сн} = 249 м Q _{ж.} = 6,5 м³/сут, в=5,4%, P _{заб} = 23,7 атм	A ₁	10	25.5	39.7	35.2	46.4
		B	5	25.5	19.5	17.3	
2691	ШВН NETZSCH-10, H _{сн} = 306 м Q _{ж.} = 7 м³/сут, в=47%, P _{заб} = 7,6 атм	D ₂	6	13.1	3.9	1.9	2.1
		Ю ₁	3	13.1	7.4	3.7	
4539	ШВН KUDU-12, H _{сн} = 233 м Q _{ж.} = 5 м³/сут, в=24%, P _{заб} = 9,2 атм	A ₁	5	10.3	9.6	6.9	14.6
		B	6	10.3	11.5	8.2	
5773	ШГН, H _{сн} = 421 м Q _{ж.} = 8 м³/сут, в=50%, P _{заб} = 7,6 атм	A ₁	3	13.8	5.3	2.5	2.1
		A ₂	5	13.8	7.1	3.3	
7120	ЛПШН (кл.70) ShL-57, H _{сн} = 275 м Q _{ж.} = 7 м³/сут, в=45%, P _{заб} = 7,9 атм	D ₂	3	13.8	2.6	1.4	3.1
		Ю ₁	5	13.8	10.3	5.3	
7318	ШВН KUDU 33, H _{сн} = 297 м Q _{ж.} = 16 м³/сут, в=48%, P _{заб} = 5,2 атм	D ₂	5	13.2	12.1	5.9	0.7
		Ю ₁	3	13.2	5.3	2.6	
7319	ЛПШН (кл.70) ShL-57, H _{сн} = 300 м Q _{ж.} = 21 м³/сут, в=56%, P _{заб} = 10,2 атм	D ₂	7	13.4	24.6	10.1	12.9
		Ю ₁	3	13.4	27.3	11.4	
7352	ШВН Netzsч-16, H _{сн} = 299 м Q _{ж.} = 26 м³/сут, в=63%, P _{заб} = 10,7 атм	D ₂	8	16.1	33.6	11.7	5.4
		Ю ₁	5	16.1	8.0	2.8	
7514	ШГН (кл.70) ShL-57, H _{сн} = 290 м Q _{ж.} = 16 м³/сут, в=45%, P _{заб} = 8,7 атм	D ₂	7	13.6	13.0	6.7	5.6
		Ю ₁	3	13.6	13.9	7.1	

ВЫВОДЫ

1. На восточном участке месторождения Каражанбас накоплен большой опыт ПТВ, который можно успешно применить для реализации технологии ОРЗП, при дополнительных условиях:

- Применение теплоизолированных труб – термокейсов; оборудование ПНС центраторами с небольшой теплопроводностью вдоль колонны термокейсов; установка непосредственно над интервалом перфорации термостойких пакеров (количество зависит от числа дренируемых горизонтов).


- Провести обследование конструкции скважин, с целью определения текущих значений профиля толщины цементного камня по глубине распространения скважины.

- Провести исследования по составу и теплопроводности горных пород по разрезу ПНС многопластовых залежей.

- Провести гидродинамические исследования многопластовой залежи с целью определения параметра гидропроводности по каждому пласту исследуемой залежи.

2. Мировой опыт ОРЗП показывает, что для успешной реализации технологии на восточном и северном участках месторождения Каражанбас необходимо провести исследования по определению свойств закачиваемого пара (сухость, давление, температура), результаты которых связаны с регулированием разработки месторождения.

3. Опыт реализации ОРЭ в ПАО «Татнефть» показывает, что эффект от дополнительной добычи нефти установками ОРД подтверждается быстрее, чем при ОРЗ, следовательно, рекомендуется провести ОПИ ОРД на месторождении Каражанбас.

4. Предложена простая методика оценки технологической эффективности ОРД в скважинах, позволяющая подбирать оптимальные способы ОРД с учетом удельных экономических показателей. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Концепция развития месторождения Каражанбас. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – 719 с. [The concept of the development of the Karazhanbas field. – Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), 2019. – 719 p.].
- 2 Анализ разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2017 г. – ТОО «КазНИПИМунайгаз». – 2017 г. Том 1. – С. 283. [Analysis of the development of the Karazhanbas field as of 01.01.2017. – KazNIPImunaygas LLP. – 2017. – Vol. 1. – P. 283].
- 3 Гарифов К.М., Кадыров А.Х., Ибрагимов Н.Г. и др. Развитие технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 44-48 [Garifov K.M., Kadyrov A.H., Ibragimov N.G., etc. Development of the technology of simultaneous and separate exploitation of reservoirs in JSC Tatneft // Neftyanoe hozyaistvo. – 2013. – No. 7. – Pp. 44-48].
- 4 Гарифов К.М. Татнефть: Технологии ОРЭ // Нефтегазовая вертикаль, – 2011. – № 13-14. – С. 114-117. [Garifov K. M. Tatneft: Technologies of ORE // Oil and gas vertical. – 2011. – No. 13-14. – Pp. 114-117].
- 5 Вербицкий В., Мищенко И., Денгаев А., Хабибуллин Р., Горидько К. Индикаторы рационального подхода при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов на поздней стадии // Сборник трудов «Geopetrol 2018». – 2018. – С.789 - 793. [Verbitsky V., Mishchenko I., Dengaev A., Khabibullin R., Goridko K. Indicators of a rational approach to the development and operation of hydrocarbon deposits at a late stage // Proceedings of «Geopetrol 2018». – 2018. – Pp. 789-793.]