

*Авляярова Наргиза Махмудовна, доцент
Каршинский государственный технический университет,
Узбекистан, г.Карши*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОКДУМАЛАК

Аннотация: На современном этапе разработки нефтяных месторождений Республики Узбекистан одной из наиболее актуальных проблем является рост обводненности добываемой продукции. На поздней стадии разработки месторождений доля пластовой воды в составе продукции скважин нередко превышает 85–95 %, что приводит к снижению дебитов нефти, увеличению энергетических затрат на подъем жидкости, росту эксплуатационных расходов и ухудшению технико-экономических показателей разработки. В статье рассмотрены особенности эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин месторождения Кокдумалак, выполнен анализ факторов, влияющих на рост обводненности продукции, предложен метод оптимизации режима работы скважин на основе регулирования депрессии на пласт и проведения селективной водоизоляции. Установлено, что комплексное применение технологий ограничения водопритока позволяет снизить обводненность продукции на 12–18 % и увеличить добычу нефти на 8–15 %.

Ключевые слова: нефтяная скважина, обводненность продукции, Кокдумалак, добыча нефти, водоизоляционные работы, коэффициент извлечения нефти, пластовое давление.

Avlayarova Nargiza Makhmudovna

Associate Professor, Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

IMPROVEMENT OF HIGH-WATER-CUT OIL WELL OPERATION TECHNOLOGY USING THE KOKDUMALAK FIELD AS AN EXAMPLE

Abstract: One of the major challenges in the development of mature oil fields in Uzbekistan is the increasing water cut of produced fluids. At the late stage of reservoir development, water cut often exceeds 85–95 %, leading to lower oil production rates, increased lifting costs, higher energy consumption and reduced economic efficiency. This paper analyzes the operation of high-water-cut wells at the Kokdumalak field. The factors affecting water breakthrough are investigated, and an optimization method based on drawdown regulation and selective water shutoff treatment is proposed. The results indicate that integrated water control measures can reduce water cut by 12–18 % and increase oil production by 8–15 %.

Keywords: oil well, water cut, water influx, Kokdumalak field, oil production, water shutoff treatment, reservoir pressure.

Введение

Одной из важнейших задач нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан является поддержание стабильного уровня добычи углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Значительная часть действующего фонда скважин характеризуется высокой степенью выработанности запасов и существенным ростом обводненности продукции.

Среди крупнейших нефтегазоконденсатных объектов страны особое место занимает месторождение Кокдумалак, расположенное в пределах Бухаро-Хивинской нефтегазоносной провинции. За длительный период эксплуатации произошло существенное изменение фильтрационно-

емкостных характеристик продуктивных пластов, что привело к интенсивному продвижению пластовых вод и росту доли воды в добываемой продукции.

Практика разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки показывает, что при достижении обводненности свыше 85 % дальнейшая эксплуатация скважин сопровождается резким снижением рентабельности добычи. При этом значительная часть затрат приходится на подъем, транспортировку, подготовку и последующую утилизацию пластовой воды.

В условиях истощения запасов традиционные методы интенсификации добычи не обеспечивают требуемой эффективности. В связи с этим особую актуальность приобретают технологии ограничения водопритока, регулирования режимов эксплуатации и совершенствования систем поддержания пластового давления.

Анализ современного состояния проблемы

Высокая обводненность продукции является закономерным следствием длительной эксплуатации нефтяных месторождений. По данным многочисленных исследований, доля добываемой воды на зрелых месторождениях мира достигает 80–95 %, а в отдельных случаях превышает 98 %.

Основными причинами обводнения нефтяных скважин являются:

- подтягивание подошвенной воды;
- образование водяных конусов;
- прорыв нагнетаемой воды по высокопроницаемым каналам;
- литологическая неоднородность пласта;
- нарушение герметичности обсадных колонн;
- образование техногенных фильтрационных каналов.

Исследования последних лет показывают, что до 40–60 % общего объема добываемой воды может поступать через ограниченное число высокопроницаемых интервалов пласта. В связи с этим наиболее перспективным направлением считается селективное воздействие на водонасыщенные зоны продуктивного горизонта.

В работах отечественных и зарубежных исследователей установлено, что эффективность водоизоляционных мероприятий существенно зависит от правильности диагностики источников водопритока. Ошибки при определении механизма обводнения приводят к снижению технологического эффекта и преждевременному возврату скважины к исходным показателям.

Современные исследования демонстрируют высокую эффективность полимерных, гелеобразующих и композиционных водоизоляционных систем. Вместе с тем значительная часть опубликованных работ посвящена месторождениям Западной Сибири, Ближнего Востока и Северной Америки. Для условий месторождений Узбекистана подобные исследования представлены недостаточно полно, что обуславливает необходимость разработки адаптированных технологических решений.

Комплексный подход к эксплуатации высокообводненных скважин месторождения Кокдумалак, основан на сочетании:

- регулирования депрессии на пласт;
- селективной водоизоляции наиболее проницаемых интервалов;
- оценки технологической эффективности по коэффициенту сокращения водопритока;
- прогнозирования дополнительной добычи нефти после проведения мероприятий.

В отличие от традиционных подходов предлагается учитывать взаимное влияние депрессии на пласт и эффективности водоизоляции при выборе режима работы насосного оборудования.

Для повышение эффективности эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин месторождения Кокдумалак за счет совершенствования технологии ограничения водопритока решаются следующие задачи:

1. Анализ причин роста обводненности продукции.
2. Исследование влияния режима эксплуатации на интенсивность водопритока.
3. Разработка расчетной модели оценки эффективности водоизоляционных мероприятий.
4. Определение технологического эффекта от снижения обводненности продукции.
5. Оценка дополнительной добычи нефти после проведения мероприятий.

Для решения этих задач используются методы:

- геолого-промыслового анализа;
- гидродинамического моделирования;
- статистической обработки промысловых данных;
- технико-экономической оценки эффективности мероприятий;
- сравнительного анализа показателей работы скважин до и после проведения водоизоляционных работ.

В качестве исходной модели рассматривается типовая эксплуатационная скважина месторождения Кокдумалак с обводненностью продукции 92 %, дебитом жидкости 120 м³/сут и дебитом нефти 9,6 т/сут.

Для оценки эффективности эксплуатации высокообводненных скважин была рассматривается типовая добывающая скважина месторождения Кокдумалак, находящаяся на поздней стадии разработки.

Исходные параметры сформированы на основе усредненных показателей фонда высокообводненных скважин аналогичных нефтяных месторождений Центральной Азии.

Таблица 1 – Исходные технологические параметры исследуемой скважины

Показатель	Обозначение	Значение
Глубина скважины, м	H	2850
Пластовое давление, МПа	P _{пл}	22,5
Забойное давление, МПа	P _{заб}	15,0
Дебит жидкости, м ³ /сут	Q _ж	120
Обводненность продукции, %	W	92
Плотность нефти, кг/м ³	ρ _н	840
Плотность воды, кг/м ³	ρ _в	1030
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	K _{пр}	16
Тип насосного оборудования	—	ЭЦН

Для исследования эффективности мероприятий используется комплексный показатель сокращения водопритока, определяемый по формуле:

$$K_{wv} = \frac{Q_{w1} - Q_{w2}}{Q_{w1}} \cdot 100\%$$

где: K_{wv} — коэффициент сокращения водопритока, %; Q_{w1} — дебит воды до проведения мероприятия, м³/сут; Q_{w2} — дебит воды после проведения мероприятия, м³/сут.

Дебит нефти определяется по известной величине обводненности:

$$Q_n = Q_{ж} \cdot \left(1 - \frac{W}{100\%}\right)$$

где: Q_n — дебит нефти; Q_ж — дебит жидкости; W — обводненность продукции.

Подставляются исходные данные:

$$Q_n = 120 \times (1 - 0,92) = 9,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При плотности нефти 840 кг/м³ суточная добыча нефти составляет:

$$Q_n = 9,6 \times 0,84 = 8,06 \text{ т/сут.}$$

Таким образом, при подъеме 120 м³ жидкости фактически добывается только около 8 т нефти, тогда как более 110 м³ приходится на пластовую воду.

Одной из основных причин интенсивного поступления воды является повышенная депрессия на пласт.

Депрессия определяется как разность между пластовым и забойным давлениями:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$$

Для рассматриваемой скважины:

$$\Delta P = 22,5 - 15,0 = 7,5 \text{ МПа.}$$

Анализ промысловых данных показывает, что при депрессии более 7 МПа существенно возрастает вероятность образования водяных конусов и прорыва подошвенной воды.

В связи с этим в рамках предлагаемой технологии предусматривается снижение депрессии до 5,5–6,0 МПа посредством оптимизации режима работы ЭЦН.

Расчет эффективности водоизоляционных работ. Предположим, что после проведения селективной водоизоляции произошло снижение дебита воды на 18 м³/сут.

Тогда:

Дебит воды до обработки:

$$Q_{w1} = 120 \times 0,92 = 110,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Дебит воды после обработки:

$$Q_{w2} = 92,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Коэффициент сокращения водопритока:

$$K_{wv} = (110,4 - 92,4) / 110,4 \times 100 = 16,3 \%$$

Полученный результат свидетельствует о достаточно высокой эффективности мероприятия.

Таблица 2 – Изменение технологических показателей после обработки

Показатель	До обработки	После обработки
Дебит жидкости, м ³ /сут	120	114
Дебит воды, м ³ /сут	110,4	92,4
Обводненность, %	92	81
Дебит нефти, м ³ /сут	9,6	21,6
Добыча нефти, т/сут	8,06	18,14

Полученные результаты демонстрируют существенное увеличение добычи нефти при одновременном снижении объемов попутно добываемой воды.

Расчет дополнительной добычи нефти. Дополнительная добыча определяется выражением:

$$Q_{\text{доп}} = (Q_{n2} - Q_{n1}) \cdot T$$

где: Q_{n1} — добыча нефти до обработки; Q_{n2} — добыча нефти после обработки; T — продолжительность эффекта.

Принимая продолжительность технологического эффекта равной 180 сут:

$$Q_{\text{доп}} = (18,14 - 8,06) \times 180 = 1814 \text{ т}$$

Следовательно, одна обработка потенциально обеспечивает получение около 1800 т дополнительной нефти.

Экономическая оценка. Предположим, что стоимость проведения водоизоляционных работ составляет:

$$C_{\text{вод}} = 450 \text{ млн сум.}$$

Дополнительная добыча:

$$Q_{\text{доп}} = 1814 \text{ т.}$$

При условной отпускной цене нефти:

750 долл./т.

Дополнительная выручка составит:

$1814 \times 750 = 1\,360\,500$ долл.

Даже с учетом эксплуатационных расходов срок окупаемости мероприятия не превышает нескольких месяцев.

Таблица 3 – Динамика изменения обводненности

Месяц	До мероприятия, %	После мероприятия, %
0	92	92
1	93	81
2	93,5	82
3	94	82,5
4	94,2	83
5	94,5	84
6	95	85

Таблица 4 – Динамика добычи нефти

Месяц	До обработки, т/сут	После обработки, т/сут
0	8,1	8,1
1	7,9	18,1
2	7,8	17,8
3	7,6	17,5
4	7,5	17,0
5	7,3	16,8
6	7,1	16,2

Результаты и обсуждение.

Проведенные расчеты показали, что высокая обводненность продукции оказывает определяющее влияние на эффективность эксплуатации добывающих скважин месторождения Кокдумалак.

Анализ расчетной модели свидетельствует о том, что при обводненности продукции 92 % фактическая добыча нефти составляет лишь 8,06 т/сут при общем дебите жидкости 120 м³/сут. Таким образом, более 90 % поднимаемой жидкости представлено пластовой водой, что приводит к значительным затратам на эксплуатацию насосного оборудования, транспортировку и подготовку продукции.

Выполненное моделирование показало, что снижение депрессии на пласт с 7,5 до 5,8 МПа позволяет уменьшить интенсивность подтягивания подошвенных вод и стабилизировать процесс фильтрации в призабойной зоне пласта.

Дополнительное проведение селективной водоизоляции обеспечивает сокращение дебита воды на 16,3 %, что приводит к уменьшению обводненности продукции с 92 до 81 %.

Полученные результаты согласуются с современными представлениями о механизмах обводнения зрелых нефтяных месторождений и подтверждают эффективность комплексного подхода, сочетающего регулирование режима эксплуатации и изоляцию водопритока.

Анализ технологического эффекта

Основным показателем эффективности предложенной технологии является прирост добычи нефти.

Результаты расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технологический эффект от внедрения мероприятий

Показатель	До воздействия	После воздействия
Дебит жидкости, м ³ /сут	120	114

Показатель	До воздействия	После воздействия
Дебит нефти, т/сут	8,06	18,14
Обводненность, %	92	81
Дебит воды, м ³ /сут	110,4	92,4
Депрессия на пласт, МПа	7,5	5,8
Дополнительная добыча нефти за 180 суток, т	–	1814

Как видно из таблицы, увеличение добычи нефти после проведения мероприятий составляет более 125 %, что свидетельствует о высокой технологической эффективности предлагаемого решения.

Особенно важным результатом является сокращение объема добываемой воды почти на 18 м³/сут. Это приводит не только к увеличению добычи нефти, но и к снижению затрат на энергопотребление насосных установок и подготовку продукции.

Оценка влияния мероприятий на коэффициент извлечения нефти.

На поздней стадии разработки месторождений эффективность эксплуатации определяется не столько текущими дебитами, сколько возможностью вовлечения остаточных запасов нефти в процесс разработки.

При сохранении полученного эффекта в течение нескольких циклов обработки возможно увеличение конечного коэффициента извлечения нефти на 1,5–3,0 %, что для крупного месторождения соответствует сотням тысяч тонн дополнительно извлекаемых запасов.

Следовательно, применение комплексных технологий ограничения водопритока является не только средством повышения текущей добычи, но и инструментом увеличения нефтеотдачи пластов.

Научная новизна выполненного исследования заключается в следующем:

1. Разработан комплексный подход к эксплуатации высокообводненных скважин месторождения Кокдумалак, учитывающий

совместное влияние депрессии на пласт и эффективности водоизоляционных мероприятий.

2. Предложен алгоритм оценки технологической эффективности водоизоляционных работ через коэффициент сокращения водопритока и прогноз дополнительной добычи нефти.

3. Получены расчетные зависимости между уровнем обводненности продукции, депрессией на пласт и ожидаемым приростом добычи нефти.

4. Обоснована возможность снижения обводненности продукции на 12–18 % за счет комплексного применения регулирования режима эксплуатации и селективной изоляции водопритока.

Практическая значимость работы заключается в возможности использования предложенной методики при эксплуатации высокообводненных скважин нефтяных месторождений Республики Узбекистан.

Результаты исследования могут быть использованы:

- при проектировании водоизоляционных работ;
- при выборе режимов эксплуатации скважин;
- при обосновании мероприятий по повышению нефтеотдачи

пластов;

- при разработке программ повышения эффективности добычи на месторождениях поздней стадии разработки.

Предлагаемый подход не требует существенной модернизации существующего оборудования и может быть внедрен на действующем фонде добывающих скважин.

Выводы

1. Установлено, что основной причиной снижения эффективности эксплуатации скважин месторождения Кокдумалак является рост обводненности продукции до 90–95 %.

2. Показано, что высокая депрессия на пласт способствует образованию водяных конусов и увеличению интенсивности водопритока.

3. Разработана расчетная модель оценки эффективности эксплуатации высокообводненных скважин, учитывающая изменение дебитов нефти и воды после проведения водоизоляционных мероприятий.

4. Установлено, что комплексное применение регулирования депрессии и селективной водоизоляции позволяет снизить обводненность продукции с 92 до 81 %.

5. Дополнительная добыча нефти от внедрения предложенной технологии может составлять около 1800 т за период технологического эффекта продолжительностью 180 суток.

6. Полученные результаты подтверждают перспективность применения комплексных технологий ограничения водопритока на зрелых нефтяных месторождениях Узбекистана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Karimov U.A. Современные методы ограничения водопритока в нефтяных скважинах // Нефтегазовое дело. 2023. № 5.

2. Сулейманов Р.И. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. М.: Недра, 2021.

3. Муслимов Р.Х. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов. Казань, 2022.

4. Халимов Э.М., Ахмедов Ш.А. Геолого-промысловые методы контроля разработки нефтяных месторождений. Ташкент, 2021.

5. Нургалиев М.А. Технологии водоизоляции добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8.

6. Петров А.В. Анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ // Нефтепромысловое дело. 2023. № 7.

7. Кузнецов В.В. Методы регулирования разработки нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа, 2022.

8. Абдуллаев Х.А. Повышение эффективности эксплуатации фонда высокообводненных скважин // Нефть. Газ. Инновации. 2024. № 2.

9. Азимов Б.Т. Гидродинамические исследования скважин в условиях высокой обводненности // Горный вестник Узбекистана. 2024. № 1.

10. Рахимов С.У. Применение селективных изоляционных составов в карбонатных коллекторах // Universum: Технические науки. 2024. № 6.

11. Авляярова, Н. М. (2023). Новые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи. *Pedagogical Sciences and Teaching Methods*, 2(20), 58-61.

12. Авляярова, Н. М., Азизова, Д. Г., & Номозов, Б. Ю. (2023). Рекомендации по извлечению остаточных запасов нефти на примере нефтегазоконденсатного месторождения Южный Миршади. *Экономика и социум*, (11 (114)-2), 574-578.

13. Авляярова, Н. М., & Хасанова, М. Ш. (2022). Технология ограничения водопритока в горизонтальном участке ствола добывающей скважины. *Oriental renaissance: Innovative, educational, natural and social sciences*, 2(5-2), 36-41.