

УДК 622.276.58  
DOI 10.56525/KOSP6939

## АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Нуров М.А., Гусманова А.Г.

Университет Есенова, Актау, Казахстан

e-mail: maksat.nurov@yu.edu.kz, aigul.gusmanova@yu.edu.kz

**Аннотация:** В работе представлены результаты анализа причин обводнения добывающих скважин и снижения их продуктивности на основе комплексного использования геолого-промысловых и геофизических данных. Объектом исследования являются скважины, эксплуатирующие продуктивные горизонты нефтяного месторождения Кумколь. Проведена оценка влияния геологических и технологических факторов на рост обводненности продукции, включая подъем водонефтяного контакта, воздействие нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления, заколонные перетоки, негерметичность обсадных колонн и конусообразование воды. На основе анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС), акустического цементного каротажа (АКЦ) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК) выполнена оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и текущей нефтенасыщенности пластов. Рассмотрена эффективность применения методов интенсификации добычи нефти, включая гидроразрыв пласта, реперфорацию и изоляцию водопритоков. Выявлены недостатки интерпретации геофизических данных, оказывающие влияние на достоверность оценки параметров коллекторов. Разработаны рекомендации по повышению эффективности разработки месторождения и увеличению нефтеотдачи пластов.

**Ключевые слова:** разработка нефтяных месторождений, обводнение скважин, гидроразрыв пласта, геофизические исследования скважин, фильтрационно-емкостные свойства, интенсификация добычи нефти.

### Введение

На современном этапе развития нефтяной промышленности одной из ключевых задач является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений и увеличение коэффициента извлечения нефти. В условиях длительной эксплуатации залежей наблюдаются закономерные изменения фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов, сопровождающиеся снижением дебитов скважин и ростом обводненности добываемой продукции [1,2].

Обводнение продукции является одним из наиболее распространенных осложнений в процессе разработки нефтяных месторождений. Рост обводненности приводит к увеличению эксплуатационных затрат, снижению эффективности добычи нефти и ускоренному истощению продуктивных пластов [3].

В условиях высокой степени выработанности запасов особое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, направленные на повышение продуктивности скважин и улучшение гидродинамических условий работы пласта. К наиболее распространенным методам относятся гидроразрыв пласта, реперфорация продуктивных интервалов, ограничение водопритока и оптимизация системы поддержания пластового давления [4,5].

Эффективность применения данных методов во многом зависит от достоверности геолого-промысловой информации, а также качества интерпретации данных геофизических исследований скважин. Комплексный анализ результатов геофизических исследований, включая каротажные данные, позволяет более точно определить фильтрационно-емкостные

свойства коллекторов, текущую нефтенасыщенность пластов и возможные источники обводнения продукции [6].

В связи с этим особую актуальность приобретает проведение комплексного анализа причин обводнения добывающих скважин и разработка обоснованных рекомендаций по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Целью настоящего исследования является выявление основных причин обводнения добывающих скважин, анализ факторов, влияющих на снижение их продуктивности, а также обоснование эффективных методов интенсификации добычи нефти на основе комплексного использования геолого-промысловых и геофизических данных.

**Материалы и методы.** Для выявления причин обводнения добывающих скважин и оценки эффективности методов интенсификации добычи нефти был применён комплексный подход, основанный на анализе геолого-промысловых данных, результатов геофизических исследований скважин и эксплуатационных показателей работы фонда скважин.

Методологическая основа исследования базируется на принципах промысловой геологии и инженерии разработки нефтяных месторождений, согласно которым анализ состояния разработки залежи должен проводиться с использованием интеграции геологических, геофизических и технологических данных [1,2,7].

В ходе исследования использовались следующие методы анализа:

- анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС);
- интерпретация результатов акустического цементного каротажа (АКЦ);
- анализ результатов импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК);
- анализ динамики дебитов скважин;
- анализ изменения обводненности продукции;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти.

#### **Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов**

Одним из ключевых этапов исследования являлась оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов. Основными параметрами, характеризующими коллекторские свойства пород, являются пористость, проницаемость и коэффициент нефтенасыщенности.

Пористость коллектора определялась на основе интерпретации данных каротажа и рассчитывалась по формуле:

$$K_{п} = \frac{V_{пор}}{V_{породы}}$$

Где  $K_{п}$ - коэффициент пористости;  $V_{пор}$ - объем пор;  $V_{породы}$ - общий объем породы.

Пористость является одним из основных параметров, определяющих емкостные свойства коллектора и способность пород аккумулировать углеводороды [6].

Для оценки проницаемости коллекторов использовались эмпирические зависимости, связывающие проницаемость с пористостью и глинистостью пород. Одной из распространённых зависимостей является выражение Козени-Карман:

$$k = \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \cdot \frac{1}{S^2}$$

Где  $k$  - проницаемость пласта;  $\phi$  - пористость;  $S$  - удельная поверхность порового пространства

Проницаемость характеризует способность породы пропускать флюиды и является одним из основных параметров, определяющих продуктивность скважин [5].

Коэффициент нефтенасыщенности определялся на основе данных электрического каротажа и рассчитывался по формуле Арчи:

$$K_{н} = 1 - K_{в}$$

где  $K_{н}$ - коэффициент нефтенасыщенности;  $K_{в}$ - коэффициент водонасыщенности.

Коэффициент водонасыщенности определяется по формуле:

$$K_B = \left( \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n}$$

где  $R_w$  - сопротивление пластовой воды;  $R_t$  - истинное сопротивление пласта;  $n$  - коэффициент насыщения.

Определение данных параметров позволяет оценить перспективность интервалов перфорации и эффективность их эксплуатации.

#### Анализ обводненности продукции скважин

Для оценки степени обводнения добывающих скважин использовался показатель обводненности продукции, который определяется как отношение объема добываемой воды к суммарному объему добываемой жидкости:

$$W = \frac{Q_B}{Q_{\text{ж}}} \times 100\%$$

Где  $W$  - обводненность продукции, %;  $Q_B$  - дебит воды;  $Q_{\text{ж}}$  - суммарный дебит жидкости.

Анализ динамики обводненности позволяет выявить характер поступления воды в скважину и определить возможные источники обводнения, такие как прорыв воды от нагнетательных скважин, подъем водонефтяного контакта или образование водяного конуса [8].

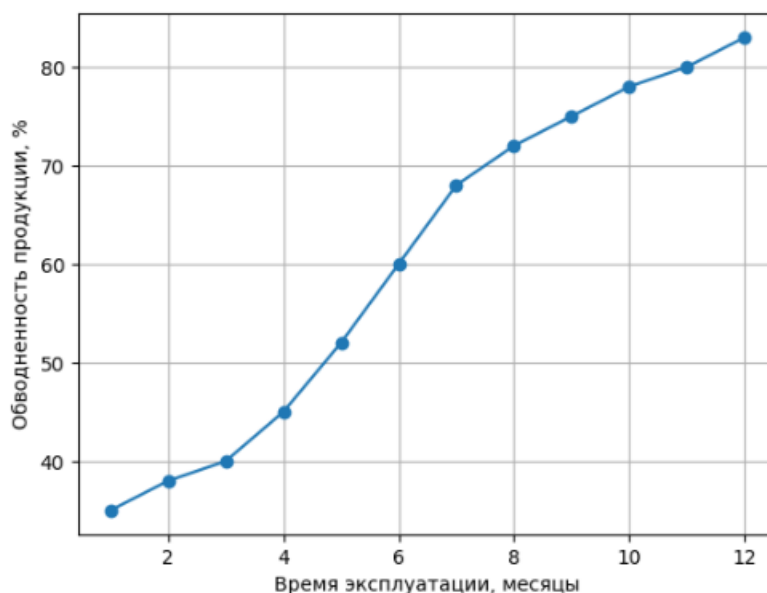


Рисунок 1 - Динамика изменения обводненности скважин

В исследовании был построен график (Рисунок 1) изменения обводненности во времени, позволяющий выявить характер роста водосодержания продукции.

Резкое увеличение обводненности свидетельствует о прорыве воды из нагнетательной скважины или из водоносного пласта.

#### Анализ эффективности системы поддержания пластового давления

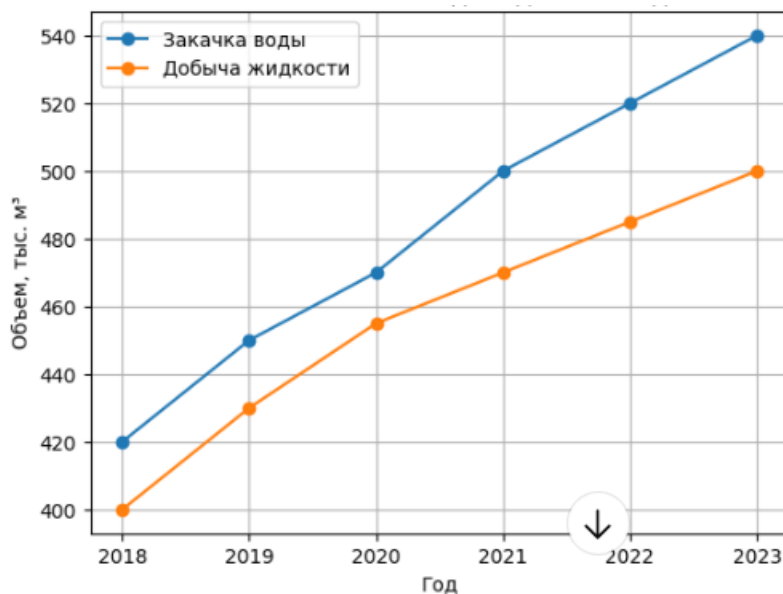
Одним из важных факторов, влияющих на обводненность добывающих скважин, является работа системы поддержания пластового давления (ППД).

Для оценки эффективности системы ППД проводился анализ соотношения объема закачиваемой воды и объема добываемой жидкости:

$$K_3 = \frac{V_{\text{закач}}}{V_{\text{добычи}}}$$

Где  $K_3$  - коэффициент компенсации отбора жидкости;  $V_{\text{закач}}$  - объем закачиваемой воды;  $V_{\text{добычи}}$  - объем добываемой жидкости.

Оптимальное значение коэффициента компенсации обычно находится в диапазоне **0,9–1,1**, что обеспечивает стабильность пластового давления и равномерное вытеснение нефти водой [7].



**Рисунок 2** - Соотношение закачки и добычи жидкости

График позволяет оценить эффективность работы системы заводнения и определить возможные причины преждевременного прорыва воды (Рисунок 2).

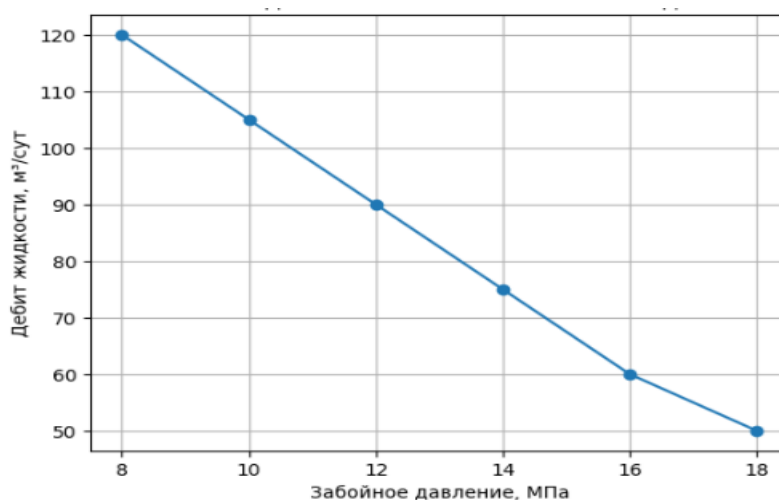
**Анализ продуктивности скважин**

Для оценки эффективности работы добывающих скважин использовался коэффициент продуктивности скважины:

$$J = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}}$$

Где  $J$  - коэффициент продуктивности скважины;  $Q$  - дебит жидкости;  $P_{пл}$  - пластовое давление;  $P_{заб}$  - забойное давление.

Снижение коэффициента продуктивности может быть связано с: ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны; кольматацией порового пространства; обводнением пласта; снижением пластового давления [1].



**Рисунок 3** - Зависимость дебита скважины от забойного давления

Построение индикаторных диаграмм позволяет определить характер притока флюида и оценить необходимость проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти (Рисунок 3).

#### **Методы оценки эффективности мероприятий по интенсификации добычи**

Эффективность мероприятий по интенсификации добычи нефти оценивалась на основе изменения следующих показателей: дебита нефти; обводненности продукции; коэффициента продуктивности скважины; коэффициента извлечения нефти.

Коэффициент извлечения нефти определяется выражением:

$$K_{\text{ИН}} = \frac{Q_{\text{добыт}}}{Q_{\text{геол}}}$$

где  $K_{\text{ИН}}$  - коэффициент извлечения нефти;  $Q_{\text{добыт}}$  - накопленная добыча нефти;  $Q_{\text{геол}}$  - геологические запасы нефти.

Данный показатель характеризует эффективность разработки месторождения и степень использования его ресурсного потенциала [5].

**Результаты исследования.** В ходе исследования были проанализированы основные технологические показатели разработки месторождения и динамика работы добывающих скважин. Анализ промысловых данных показал, что на поздней стадии разработки наблюдается увеличение обводнённости добываемой продукции. Согласно полученным результатам (рисунок 1), обводнённость скважин за рассматриваемый период увеличилась с 40-45 % до 80-90 %, что связано с продвижением фронта закачиваемой воды и неоднородностью коллекторских свойств пласта.

Рост обводнённости сопровождается снижением дебитов нефти. Установлено, что средний дебит нефти по группе исследуемых скважин снизился примерно на 25-30 % по сравнению с начальными значениями.

Анализ соотношения объёмов закачки воды и добычи жидкости (рисунок 2) показал, что коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой воды составляет 0,9-1,1, что свидетельствует о стабильной работе системы поддержания пластового давления.

Для оценки продуктивности скважин была построена зависимость дебита жидкости от забойного давления (рисунок 3). Коэффициент продуктивности скважины определялся по формуле:

$$J = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}$$

где  $J$  - коэффициент продуктивности скважины;  $Q$  - дебит жидкости;  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление;  $P_{\text{заб}}$  - забойное давление.

Расчёты показали, что коэффициент продуктивности скважин находится в пределах 2,5–4,0 м<sup>3</sup>/(сут·МПа), что соответствует средним значениям для коллекторов со средней проницаемостью.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости оптимизации режима закачки воды и применения мероприятий по регулированию водопитока для повышения эффективности разработки месторождения.

**Обсуждение.** Полученные результаты подтверждают закономерности, характерные для поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Увеличение обводнённости добываемой продукции и снижение дебитов нефти связано с продвижением фронта закачиваемой воды и неоднородностью коллекторских свойств пласта. Подобные процессы подробно описаны в работах Larry W. Lake и Tarek Ahmed, посвящённых анализу разработки месторождений при водонапорном режиме.

Полученные значения коэффициента продуктивности скважин соответствуют средним показателям для терригенных коллекторов со средней проницаемостью. Однако снижение

продуктивности отдельных скважин может быть связано с ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта и увеличением водонасыщенности.

Анализ соотношения закачки воды и добычи жидкости показал, что поддержание коэффициента компенсации на уровне, близком к единице, способствует стабилизации пластового давления и замедлению темпов падения добычи нефти. В то же время неравномерное распределение закачиваемых объёмов воды может приводить к преждевременному обводнению отдельных скважин.

Таким образом, для повышения эффективности разработки месторождения необходимо оптимизировать систему поддержания пластового давления, регулировать профиль приемистости нагнетательных скважин и применять методы ограничения водопритока. Реализация указанных мероприятий позволит повысить коэффициент нефтеотдачи пласта и продлить рентабельный период эксплуатации месторождения.

#### **Выводы**

1. Проведён анализ технологических показателей разработки месторождения, в результате которого установлено увеличение обводнённости добываемой продукции и снижение дебитов нефти на поздней стадии эксплуатации скважин.

2. Установлено, что коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой воды находится в пределах 0,9–1,1, что свидетельствует о сравнительно стабильной работе системы поддержания пластового давления.

3. На основании анализа индикаторных диаграмм определены значения коэффициента продуктивности скважин, которые составляют в среднем 2,5–4,0 м<sup>3</sup>/(сут·МПа), что соответствует характеристикам коллекторов со средней проницаемостью.

4. Полученные результаты показывают необходимость оптимизации режима закачки воды, регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин и применения мероприятий по ограничению водопритока.

5. Реализация указанных мероприятий позволит повысить эффективность разработки месторождения и увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Ахметов С.А. «Технология добычи нефти и газа» - Москва: Недра, 2018.- 640С.
2. Мищенко И.Т. «Разработка нефтяных месторождений. - Москва: Недра, 2016.-728С.
3. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. - New York: John Wiley & Sons, 2000. – 856 p.
4. Алиев З.С., Орлов В.П. Интенсификация добычи нефти. - Москва: Недра, 2014. - 512 с.
5. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2019. - 1400 p.
6. Дахнов В.Н. Геофизические исследования скважин. - Москва: Недра, 2017. – 448 с.
7. Lake L. Enhanced Oil Recovery. - Texas: Prentice Hall, 2014.
8. Economides M., Nolte K. Reservoir Stimulation. - John Wiley & Sons, 2000.

### **ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ СУЛАНУ СЕБЕПТЕРІН ТАЛДАУ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДІРУДІ ҚАРҚЫНДАТУ ӘДІСТЕРІНІҢ НЕГІЗДЕМЕСІ**

**М.А. Нуров, А.Г. Гусманова**

Есенов университеті, Ақтау, Қазақстан

e-mail: maksat.nurov@yu.edu.kz, e-mail: aigul.gusmanova@yu.edu.kz

**Аңдатпа.** Жұмыста өндіру ұңғымалардың сулану себептері мен олардың өнімділігінің төмендеуін геологиялық- өндірістік және геофизикалық деректерді кешенді пайдалану

негізінде талдау нәтижелері ұсынылған. Зерттеу объектісі ретінде Кумколь мұнай кен орнындағы өнімді горизонттарды пайдаланатын скважиналар алынған.

Геологиялық және технологиялық факторлардың өнімнің сулануына әсері бағаланды, оның ішінде сулы-мұнайлық контактілердің көтерілуі, пласт қысымын қолдаудың жүйесіндегі айдау ұңғымалардың әсері, колонна ішілік ағып кетулер, обсадной колонналардың герметикалық болмауы және су конусының түзілуі қарастырылды.

Скважиналардың геофизикалық зерттеулерінің (ГФЗ), акустикалық цемент каротажының (АКЦ) және импульстік нейтрон-гамма каротажының (ИНГК) деректері негізінде коллекторлардың фильтрациялық-қабылдағыш қасиеттері мен пласттардың ағымдағы мұнайға қанығу дәрежесі бағаланды.

Мұнай өндіруді қарқындату әдістерінің тиімділігі қарастырылды, соның ішінде пластты гидрожару, реперфорация және суға ағып кетулерді оқшаулау. Геофизикалық деректерді интерпретациялаудағы кемшіліктер анықталды, олар коллекторлардың параметрлерін бағалаудың сенімділігіне әсер етеді.

Нәтижесінде кен орнын дамыту тиімділігін арттыру және пласттардың мұнай өндіру коэффициентін жоғарылату бойынша ұсыныстар әзірленді.

**Түйін сөздер:** мұнай кен орындарын игеру, ұңғымалардың сулануы, гидравликалық жару, ұңғымаларды геофизикалық зерттеу, коллекторлық қасиеттер, мұнай өндіруді қарқындандыру.

## ANALYSIS OF THE CAUSES OF WELL WATERING AND JUSTIFICATION OF OIL PRODUCTION STENSITION METHODS

**Nurov M., Gusmanova A.**

Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

e-mail: maksat.nurov@yu.edu.kz, aigul.gusmanova@yu.edu.kz

**Abstract:** This paper presents the results of an analysis of the causes of water cut in producing wells and a decrease in their productivity based on the integrated use of geological, field, and geophysical data. The object of the study are wells operating in the productive horizons of the Kumkol oil field. An assessment was made of the influence of geological and technological factors on the increase in water cut, including a rise in the oil-water contact, the impact of injection wells of the formation pressure maintenance system, behind-the-casing flows, casing leaks, and water coning. Based on the analysis of well logging (WL), acoustic cement logging (ACL), and pulsed neutron gamma ray logging (PNGL), an assessment of the reservoir properties and the current oil saturation of the formations was made. The effectiveness of oil production intensification methods, including hydraulic fracturing, reperforation, and water influx isolation, is considered. Shortcomings in the interpretation of geophysical data that affect the reliability of reservoir parameter assessments are identified. Recommendations have been developed to improve the efficiency of field development and increase oil recovery.

**Keywords:** oil field development, well flooding, hydraulic fracturing, well geophysical surveys, reservoir properties, intensification of oil production.