

DOI 10.46916/25112024-1-978-5-00215-590-3

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА  
НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР В ГЛУБОКОЕ  
ПОИСКОВОЕ БУРЕНИЕ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

**Абрамович Ольга Константиновна**

старший преподаватель

**Тэнц Павел Александрович**

студент

Гомельский государственный технический

университет им. П.О. Сухого

**Аннотация:** Доступные запасы углеводородов ежегодно сокращаются. Разработка трудноизвлекаемых запасов существующими технологиями часто не рентабельна. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо освоение перспективных структур или разработка инновационных технологий для разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

**Ключевые слова:** нефтеперспективные структуры, месторождение, геологическое строение, разработка.

**DETERMINATION OF THE FEASIBILITY OF INTRODUCING  
OIL-PROMISING STRUCTURES INTO DEEP EXPLORATORY  
DRILLING AND DEVELOPMENT OF FIELDS  
WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES**

**Abramovich Olga Konstantinovna**

**Tents Pavel Aleksandrovich**

**Abstract:** Available hydrocarbon reserves are decreasing annually. The development of hard-to-recover reserves with existing technologies is often not cost-effective. To maintain the level of oil production, it is necessary to develop promising structures or develop innovative technologies for the development of deposits with hard-to-recover reserves.

**Key words:** oil and gas prospective structures, deposit, geological structure, development.

Многие нефтяные месторождения, в том числе и Припятского прогиба находятся на последней стадии разработки. Выход из сложившейся ситуации можно рассматривать в двух направлениях – освоение перспективных структур и подбор инновационной технологии разработки для ранее неперспективных месторождений. Осложняющим фактором может являться существенная нехватка информации о рассматриваемом геологическом объекте. Преобладающее большинство коллекторов залежей Припятского прогиба являются карбонатными, которым свойственны проблемы при разработке, связанные с низкой пористостью, неоднородностью, трещиноватостью, высокой вязкостью нефти и низким значением коэффициента извлечения нефти.

Осредненным показателем эффективности поисковых работ на углеводороды является коэффициент успешности поисков месторождений углеводородов ( $K_{ум}$ ) – это отношение количества открытых месторождений за определенный период к общему количеству опоскованных за этот же период структур. Осредненные величины мировых показателей успешности поисков месторождений  $K_{ум}$  находятся в интервале значений  $0,25 \div 0,40$  [3,6]. Сложившийся коэффициент успешности поискового бурения в Припятском прогибе на сегодняшний день, определённый за весь период разработки составляет около 0,22. Следовательно, в целом риски получения отрицательного результата при бурении поисковой скважины составляют в среднем 80%, а риски неоткрытия месторождения при постановке поисковых работ на перспективных структурах – порядка 70% [1, 4]. Поэтому есть смысл обращаться к месторождениям, которые ранее не разрабатывались по ряду причин, чаще вследствие нерентабельности.

Соотношение заполненных углеводородами и пустых ловушек в каждом регионе различно. Это определяется богатством нефтегазового потенциала района и геологическими особенностями формирования залежей [2, 5].

Потенциальные ресурсы углеводородов Припятской нефтегазоносной области, относятся к категориям трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов.

В качестве примера рассмотрим результаты анализа двух малых месторождений нефти Припятского прогиба Котельниковского и Шатилковского.

Котельниковское месторождение расположено в Хойникском районе, а Шатилковское месторождение – в Светлогорском районе Гомельской области Республики Беларусь.

В геологическом строении Котельниковского и Шатилковского нефтяных месторождений принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Котельниковское месторождение открыто в восточной части Центральной структурной зоны Припятского прогиба и названо Котельниковским в честь крупного белорусского геолога-нефтяника И.Е. Котельникова. По результатам пробной эксплуатации Котельниковского месторождения установлено:

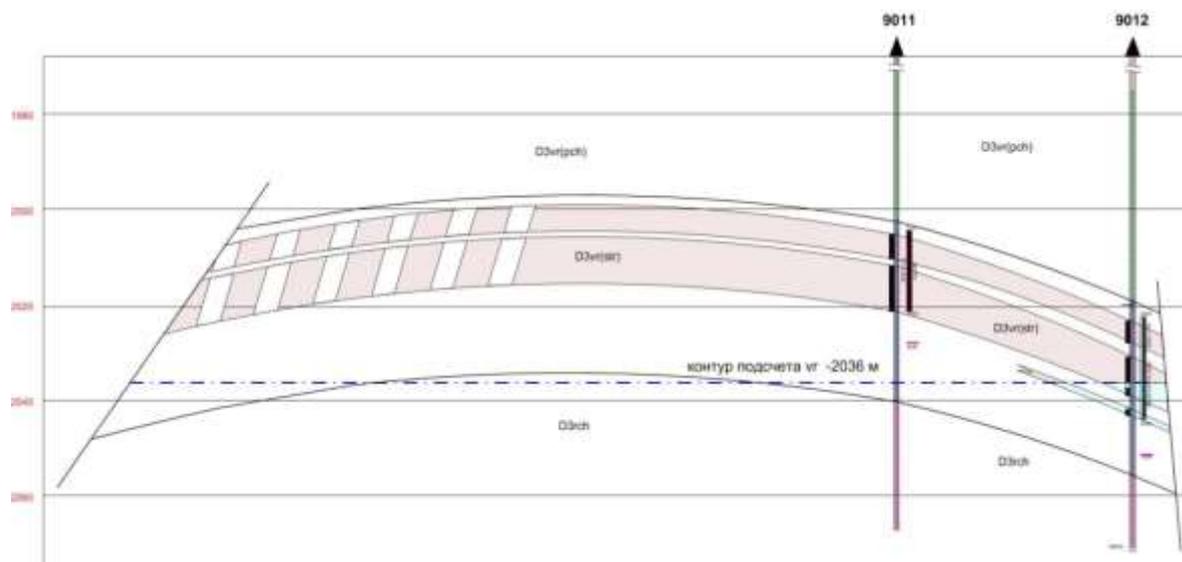
- по физико-химической характеристике добываемая нефть является тяжелой, вязкой, высокосмолистой, парафинистой, что в свою очередь определяет режим эксплуатации в периодическом режиме с проведением ряда химических обработок в скважине;

- влияние водоносной области осложняет эксплуатацию скважин, которая ведется в периодическом режиме с целью сдерживания темпов обводнения;

- активность водоносной области составила  $0,212 \text{ тыс.м}^3/\text{мес} \cdot \text{МПа}$ .

Геолого-промысловый профиль по линии скважин 9011-9012 Котельниковских представлен на рисунке 1.

Добыча нефти ведется только из скважины № 9011. Скважина № 9012 находится в контрольном фонде, она бурилась как разведочная. Залежь разрабатывается на естественном режиме, однако отмечено значительное падение давления в скважинах.



**Рис. 1. Схематический геолого-промысловый профиль по линии скважин 9011-9012 Котельниковских**

В связи с тем, что добываемая нефть является тяжелой, парафинистой высокосмолистой, вязкой (15,34мПа\*с) в скважине в течение всего периода эксплуатации проводились обработки горячей нефтью, а при обводненности скважины 41,9 % ( $\rho=1,192 \text{ г/см}^3$ ) скважину стали обрабатывать горячей водой. Однако по результатам анализа признали текущую систему разработки воронежской залежи Котельниковского месторождения удовлетворительной.

Для интенсифицирующей обработки карбонатных пластов подсолевого отложения Котельниковского месторождения применяли 13% раствор соляной кислоты.

При определении экономической эффективности разработки залежи выявлено, что отрицательное значение чистого дисконтированного дохода в вариантах разработки воронежской залежи связано с высокой себестоимостью добычи одной тонны нефти на данном месторождении – это следствие высокой амортизации действующего фонда скважин.

Анализируя разработку Шатилковского месторождения было установлено, что первоначально в результате бурения параметрической скважины №1 Шатилковская, при испытании в колонне интервала 3252-3290 м получен слабый приток нефти дебитом 0,5 м<sup>3</sup>/сут. После проведения гидropескоструйной перфорации в интервале 3263-3265 м началось интенсивное нефтегазопроявление. Скважина вступила в работу фонтаном с дебитом 2т/сут. Динамики снижения пластового давления на залежи не наблюдалось. Это может быть связано с незначительными отборами или с влиянием законтурной области.

Проект вариантов дальнейшей разработки Шатилковского месторождения показывает, что наибольший объем накопленной добычи нефти предполагается получить в варианте с бурением бокового ствола, однако значение чистого дисконтированного дохода будет отрицательным, поэтому он не может быть признан эффективным при заложенных условиях внешней среды. Два других варианта являются экономически эффективными, однако чистая прибыль и чистый дисконтированный доход в них будут минимальными.

Для получения информации, необходимой для улучшения и регулирования процессом разработки в рассмотренных месторождениях необходимо осуществлять контроль:

- за динамикой изменения дебитов и обводненностью продукции,
- состоянием забойного, буферного и затрубного давления в скважинах,

- изменением пластового давления в скважинах,
- текущих коэффициентов продуктивности,
- изменением физико-химических свойств добываемой жидкости.

Программа по контролю за разработкой месторождения состоит из следующих разделов:

- исследования в бурящихся скважинах;
- исследования при вводе скважин в эксплуатацию;
- периодические исследования в процессе эксплуатации скважин;
- исследования в период длительного простоя скважин;
- исследования, связанные с проведением в скважинах геолого-технических мероприятий;
- исследования, проводимые в контрольно-наблюдательных скважинах.
- при обработках неоднородных по разрезу продуктивных горизонтов целесообразно применение технологии направленного кислотного воздействия.

В целом предложенная программа контроля носит рекомендательный характер. В процессе эксплуатации месторождения виды и периодичность исследований могут быть уточнены.

В качестве инновационных технологий, опробованных на месторождениях Припятского прогиба, хорошо зарекомендовали себя потокоотклоняющие и водоизолирующие технологии.

### Список литературы

1. Галкин С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений / С.В. Галкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012, № 4. С. 23-32.
2. Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти – существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов / Р.Х. Муслимов // Георесурсы, 2005, №1. С. 2-8.
3. Орлова Л.А. Анализ достоверности ресурсных оценок локальных объектов при подготовке их к опосредованному / Л.А. Орлова, А.В. Куранов, А.А. Отмас, Н.А. Зегер // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 4. 12 с

4. Поляков А.А. Международный опыт анализа геологических рисков / А.А. Поляков, Ш.М. Мурзин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №4. С. 1-29. [http://www.ngtp.ru/rub/3/60\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf)

5. Сизов В.Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудно-извлекаемыми запасами. В.Ф. Сизов. Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. 136 с.

6. Шустер В.Л. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности локальных поднятий на основе анализа геологического и экономического рисков [Электронный ресурс]: электронное учебное пособие / В.Л. Шустер. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. – 31 с. – Электрон. текстовые дан. (1 файл: 719 Кб). – Режим доступа: [https://www.ipng.ru/education-activity/apirantura/manuals/Shuster\\_2023\\_3.pdf](https://www.ipng.ru/education-activity/apirantura/manuals/Shuster_2023_3.pdf). – Загл. с титул. экрана. – ISBN 978-5-6050096-2-7.

© О.К. Абрамович, П.А. Тэнц, 2024