

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

# ВЕСТНИК

Научно-практический журнал



№ 1 2019



**КМГ**  
ИНЖИНИРИНГ



**ҚазМұнайГаз**  
NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

**Научно-практический журнал**

**ВЕСТНИК  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
КАЗАХСТАНА**

**№ 1 2019**

**Нур-Султан 2019**

# Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

## № 1 2019

### Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован  
В Министерстве информации  
и коммуникации РК  
Свидетельство № 17609-Ж

### Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»  
АО «НК «КазМунайГаз»

### Председатель

Редакционного Совета  
Айдарбаев Алик Серикович -  
Председатель Правления АО  
«НК «КазМунайГаз»

### Редакционная коллегия:

Хасанов Б.К. (главный редактор),  
Карабалин У.С., Огай Е.К.  
(заместители главного редактора),  
Ибрашев К.Н.,  
Куандыков Б.М.,  
Кулекеев Ж.А.,  
Утеев Р.Н.,  
Умралиев Б.Т.,  
Мунара А., С  
Сармурзина Р.Г.,  
Нуртаева Г.К.,  
Золотухин А.Б. (Россия)

Тираж 500 экз.

### Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,  
пр. Кабанбай Батыра, 17

Тел. +7-717-2-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»  
АО «НК «КазМунайГаз»

### Содержание

Приветственное слово Председателя Редакционного совета журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» . 2

**А.П. Пронин, Л.В. Шестоперова, Н.А. Пронин**  
Литоология и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Северо-Каспийского поднятия (северная часть акватории Каспийского моря, Казахстан) ..... 4

**И.М. Мамедова**  
Изучение условий осадконакопления природных резервуаров продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины..... 16

**А.Е. Ибраев, А. Кажыкенызы, А.С. Елемесов, А.Ж. Назарлы**  
Подход к локализации остаточных извлекаемых запасов в условиях высокой выработки на примере месторождения Узень ..... 26

**М.А. Сарыбаев, А.Р. Курбанова**  
Применимость предельного безводного дебита на примере месторождения «Б»..... 38

**Н.С. Шиланов, А.З. Тлеужанов**  
Выделение коллекторов и оценка насыщенности в условиях обводнения пластов ..... 48

**М.С. Сагындииков, Р.М. Агleshов, Н.Б. Салиев, Ш.С. Пангереева, Фен Юкуй**  
Технико-экономическая оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении тяжелой нефти ..... 55

**А.С. Атауова, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев**  
Методы вторичного вскрытия пластов-коллекторов и анализ результатов щадящего типа перфорации ..... 71

**К.Б. Асанов**  
Пыт применения многостадийного гидроразрыва пласта в обсаженном стволе вертикальной скважины ..... 86

**Б.Т. Умралиев, А.Ф. Кенжалиев, М.Ж. Таскинбаев**  
Влияние электрических полей на качество цементирования скважин ..... 96

**Б.Т. Умралиев, М.Ж. Таскинбаев, А.К. Сейтов, К.Б. Ашимов, Т.М. Конуспаев**  
Опыт цементирования скважины №205 на месторождении Жоламанов с применением облегченного цементного раствора с алюмосиликатной добавкой..... 103

**Ж.А. Кулекеев, Г.К. Нуртаева, Г.А. Жарикесов**  
Локализация нефтяного пятна и контролируемое сжигание его на месте разлива ..... 112

**Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, Ө.С. Төлебай**  
Повышение операционной эффективности нефтедобывающих компаний путем анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин ..... 119



### **Уважаемые читатели, коллеги!**

Предлагаем вашему вниманию первый номер отраслевого научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана».

Руководство Национальной компании «КазМунайГаз» в целях своевременного освещения проблем развития нефтегазового сектора страны приняло решение о создании этого журнала, формирование и выпуск которого возложено на дочернюю компанию «КМГ Инжиниринг» АО НК «КазМунайГаз». Целью издания журнала является публикация актуальной информации, касающейся эффективных технологий, инноваций, научно-технических решений в нефтегазовой отрасли Казахстана. Представляемый журнал позволит оперативно получать информацию о новых теоретических и прикладных исследованиях, обеспечит возможность диалога производителей, специалистов и ученых нефтегазовой отрасли с широкой общественностью, а также возможность распространять опыт инноваций, научно-технических решений для нефтегазовой отрасли.

Мы надеемся, что обсуждение актуальных проблем отрасли на страницах нового издания окажется полезным как для производителей, так и широкой научной общественности. Журнал создан для расширения научно-производственного потенциала работников нефтегазовой отрасли страны. В связи с этим, обращаюсь к активным представителям нефтегазового бизнес-сообщества с предложением публиковать результаты своих научных исследований и достижений в практической деятельности в новом журнале, который только благодаря вашему активному участию может стать ценным источником информации для всех читателей журнала - специалистов нефтегазовой отрасли, студентов, аспирантов и магистрантов, профессорско-преподавательского состава.

С уважением, Айдарбаев Алик Серикович,  
Председатель Редакционного совета журнала  
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

УДК 550.8: 553.98

## ЛИТОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-КАСПИЙСКОГО ПОДНЯТИЯ (СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ, КАЗАХСТАН)

А.П. Пронин, Л.В. Шестоперова, Н.А. Пронин

*Северо-Каспийское поднятие находится в акваториальной части Каспийского моря и совпадает с областью сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты. Бурением скважин доказано наличие в Северо-Каспийском поднятии крупной карбонатной платформы, сложенной отложениями среднего карбона, которая по строению схожа с Южно-Эмбинской и Жанажольской зонами Прикаспийской впадины. На Северо-Каспийском поднятии вскрыты карбонатные отложения нижней перми, образованные в мелководношельфовых, биогермных и склоновых фациях.*

*Ключевые слова: юг Прикаспийской впадины, Туранская плита, средний карбон, нижняя пермь, карбонатная постройка, склоновые отложения, известняк.*

Северо-Каспийское поднятие находится в акваториальной части Каспийского моря, в области сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты. В административном отношении исследуемая территория расположена в пределах Республики Казахстан. По палеозойским отложениям Северо-Каспийское поднятие картируется как система тектонических пластин субширотного простирания, надвинутых друг на друга в северном направлении [1]. Многие исследователи считают Северо-Каспийское поднятие продолжением кряжа Карпинского и по аналогии с последним предполагают на территории Северо-Каспийского поднятия повышенный прогрев и дислоцированность палеозойских горных пород [2]. В результате наложенных термобарических нагрузок известняки могут быть изменены до мраморов с полным отсутствием открытой пористости.

В связи с предполагаемым отсутствием пород-коллекторов в палеозойском комплексе на Северо-Каспийском поднятии пробуренные в последние годы поисковые и разведочные скважи-

ны на структурах Каламкас-море, Хазар, Ауэзов, Нарын, Тулпар, Жамбыл, Жетысу, Сатпаев (рис. 1) вскрыли, преимущественно, мезозойский разрез. Палеозойские отложения вскрыты не во всех скважинах и на небольшую толщину (от 30-37 м до 99-111 м), информация о них носит фрагментарный характер.

В то же время, предполагается возможное существование на Северо-Каспийском поднятии крупной карбонатной платформы, сложенной карбонатными породами-коллекторами среднего карбона и нижней перми [3], которая по своему строению схожа Южно-Эмбинской зоной. Предполагается, что вскрытые карбонатные отложения среднего карбона и нижней перми в разрезе скважины Каламкас-море 1 соответствуют северной части карбонатной платформы [4], а породы в разрезе скважины Арман П-1 - южной части [5]. Предпринятое изучение геолого-геофизических материалов скважин на блоке «Жемчужины» подтвердило широкое развитие карбонатных верхнепалеозойских отложений, исследование которых изложено в данной статье.

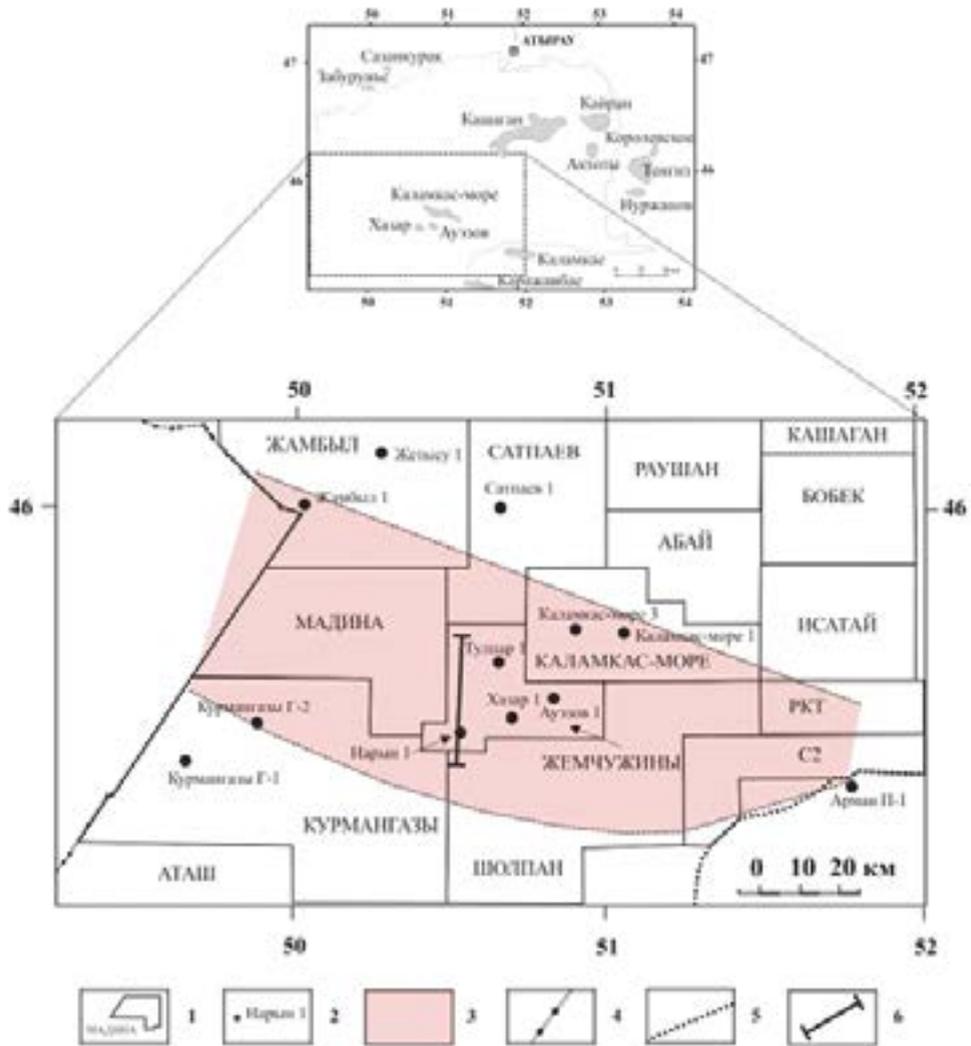
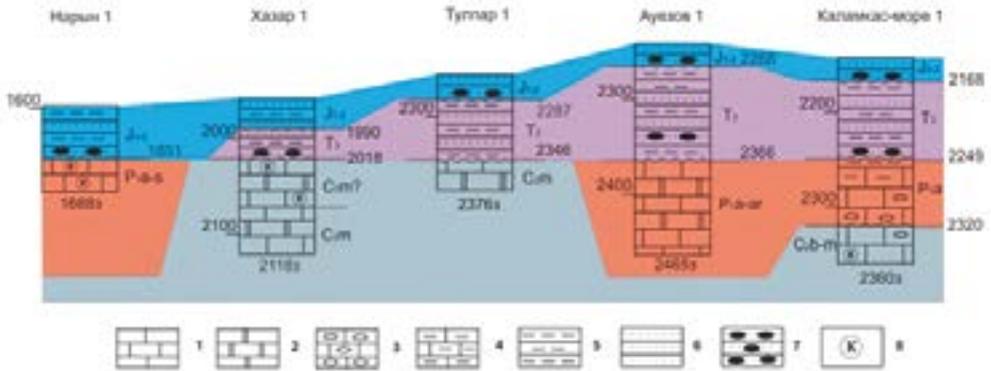


Рисунок 1. Расположение скважин, вскрывших доюрские отложения на Северо-Каспийском поднятии

Условные обозначения:

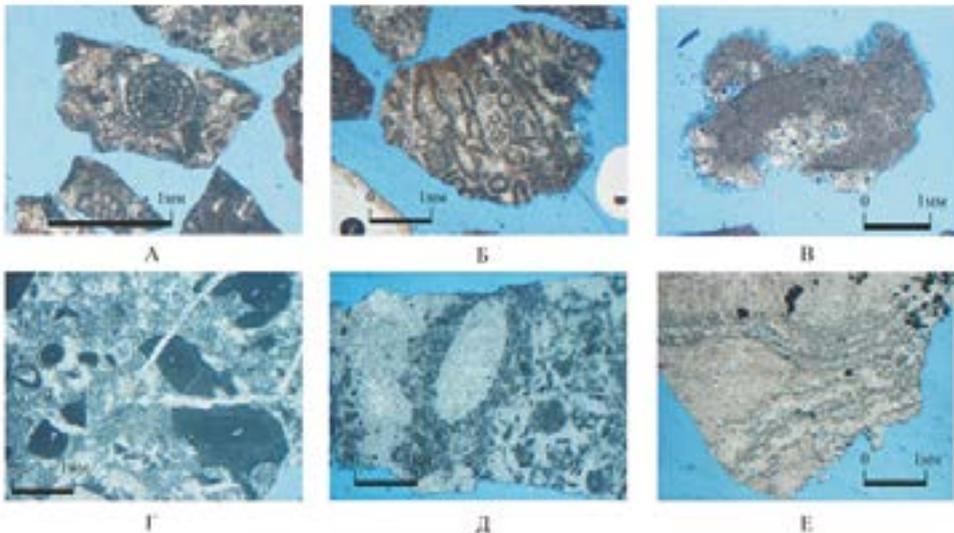
1. Разведочные блоки;
2. Скважины;
3. Предполагаемое распространение палеозойской карбонатной платформы;
4. Морская граница по недрам Республики Казахстан и Российской Федерации;
5. Граница Каспийского моря;
6. Профиль 1876.



**Рисунок 2. Схема корреляции верхнепалеозойских и верхнетриасовых отложений**

Условные обозначения:

1. Известняк;
2. Доломит;
3. Известняк обломочный;
4. Известняк глинистый;
5. Аргиллит, глина аргиллитоподобная;
6. Песчаник;
7. Гравелит, конгломерат;
8. Участки кремнения.

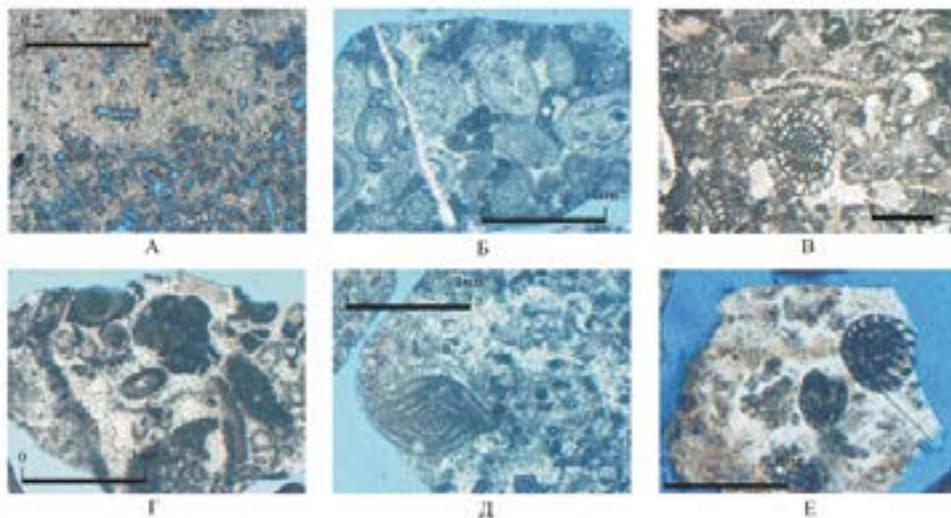


**Рисунок 3. Типы известняков верхнепалеозойских отложений вскрытых скважинами блока «Жемчужины»**

- А - скважина Хазар 1, глубина 2118 м;
- Б - скважина Хазар 1, глубина 2085 м;
- В - скважина Хазар 1, глубина 2065 м;
- Г - скважина Ауэзов 1, глубина 2460 м;
- Д - скважина Ауэзов 1, глубина 2435 м;
- Е - скважина Ауэзов 1, глубина 2375 м.

В скважине Ауэзов 1 в интервале 2366-2465 м (забой) по данным литологического изучения шлама выделяется единая карбонатная толща палеозойских отложений, сформированная в биогермной фации карбонатной платформы. Данная толща представлена известняком (типа баундстоун), опора которого состоит из однородной массы светло-серого кальцита, участками имеющей слоисто-волоконистое строение, с включением обломков карбонатных водорослей тубифитес (Tubiphytes) темно-серого цвета (рис. 3, Г) и микритовых комков (рис. 3, Д). В породе также встречены единичные раковины остракод, обрывки мшанок, обломки раковин фузулинид и мелкие раковины фораминифер типа толупаммина (Tolupamina) и гломоспира (Glomospira). В интервале 2370-2410 м часть известняка (типа баундстоун) перекристаллизова-

на (рис. 3, Е), а часть микритовых комков выщелочена, при этом образованы поры (рис. 4, А). В интервале 2430-2450 м также обнаружен известняк (типа грейнстоун), опора которого сложена комками микрита неправильной формы с округлыми очертаниями (рис. 4, Б), участками часть комков имеют полосы в виде каемки нарастания (возможно, оолитовые зерна). Комки сцементированы светло-серым мелкозернистым кальцитом (типа спарита). В шламе найдены обломки единичных фузулинид, однако их сохранность не позволяет определить возраст вмещающих отложений детальней, чем средний карбон (московский ярус) - нижняя пермь. Однако, наличие водорослей тубифитес (Tubiphytes) дает возможность датировать возраст отложений как нижнепермский (ассельско-артинский).



**Рисунок 4. Типы известняков верхнепалеозойских отложений  
вскрытых скважинами блока «Жемчужины»**

- А - скважина Ауэзов 1, глубина 2375 м;*
- Б - скважина Ауэзов 1, глубина 2450 м;*
- В - скважина Тулпар 1, глубина 2371,95 м;*
- Г - скважина Тулпар 1, глубина 2360 м;*
- Д - скважина Нарын 1, глубина 1675 м;*
- Е - скважина Нарын 1, глубина 1685 м.*

В скважине Тулпар 1 палеозойские отложения вскрыты в интервале 2346-2376 м (забой) и образованы в мелководношельфовых условиях. Нижняя часть вскрытого скважиной разреза освещена керном в интервале 2370,00-2375,97 м, который представлен известняком (типа грейнстоун), светло-серым, серым, участками с коричневым оттенком, опора которого состоит из скелетных зерен разной степени окатанности, реже встречаются комки округлой формы, сложенные темно-серым микритизированным кальцитом. Скелетные зерна представлены фрагментами известковистых водорослей типа *Beresella* (рис. 4, А) (участками преобладают), обломками члеников криноидей и обломками раковин брахиопод, редкими раковинами фузулинид и мелких фораминифер, также встречаются единичные раковины остракод, гастропод и обломки кораллов. Скелетные зерна сцементированы светло-серым мелко-среднезернистым кальцитом, который можно однозначно отнести к спариту. В участках соприкосновения спарита с обломками члеников криноидей формируются единые монокристаллы кальцита. Наряду с этим, редко встречаются включения округлой формы полностью окремненного известняка, серого, темно-серого цвета, представленного агрегатом халцедона, сохраняющего контуры первичных зерен. В породе выявлены также единичные, участками, частые крупнозубчатые стилолитовые швы толщиной 0,1-1 мм, реже – в виде линз до 2-5 мм, которые придают породе брекчиевидный облик. Стилолитовые швы заполнены серым, зелено-серым глинистым материалом с редкими зернами сульфида железа, участками стилолитовые швы заполнены темно-серым глинисто-битуминозным материалом. Известняк имеет нечеткую горизонтальную слоистость, которая ориентирована под углом 90° к оси керна. Л.Г. Кашеева (ТОО «АктюбНИГРИ»)

выделила в данном интервале керна комплекс фораминифер московского яруса, представленных *Fusiella cf. praetypica* Saf., *Schubertella cf. obscura* Lee et Chen., *Fusulinella paracolaninae* Saf., *Fusulinella ex gr. bocki* Moell., *Fusulina cf. elegans* Raus. et Bel., *Neostaffella ozawai* (Lee et Chen.), *Ozawainella stellae* Man., *Taitzehoella ex gr. librovichi* (Dutk.). По данным исследования шлама в интервале 2346-2370 м разрез отложений представлен известняком (типа грейнстоун) (рис. 4, Б), светло-серым, серым, опора которого состоит из скелетных зерен, реже встречаются комки округлой формы, сложенные темно-серым микритизированным кальцитом, сцементированные светло-серым мелкозернистым кальцитом, который можно однозначно отнести к спариту. Скелетные зерна представлены обломками члеников криноидей, фрагментами трубчатых водорослей, обломками раковин фузулинид и мелкими фораминиферами. Н.В.Милькина (ТОО «Казкорресеч») в интервале 2360 м выделила фузулиниду *Fusulinella ex gr. bocki* Moell., характерную для московских отложений среднего карбона.

В разрезе скважины Нарын 1 палеозойские отложения вскрыты в интервале 1651-1688 м (забой) и образованы в мелководношельфовых условиях. По данным исследования шлама в этом интервале разрез отложений представлен известняком (типа грейнстоун) (рис. 4, С), светло-серым, серым, опора которого состоит из скелетных зерен (среди них встречаются раковины фузулинид) и комков округлой формы, сложенных темно-серым микритизированным кальцитом, сцементированные светло-серым мелкозернистым кальцитом, который можно однозначно отнести к спариту. Кроме этого, встречен известняк (типа грейнстоун), полностью окремненный, опора которого сложена обломками скелетных зерен, среди них встречаются раковины фузулинид, полностью

замещенные агрегатом микрозернистого халцедона, с сохранением облика их раковин (рис. 4, Д). Опора известняка (типа пакстоун) сложена трудноопределимыми обломками скелетных зерен, среди которых встречены раковины фузулинид, сцементированные темно-серым микрозернистым кальцитом, который можно однозначно отнести к микриту. В разрезе присутствуют также доломит серый, светло-серый, тонко-мелкозернистый, пористый и аргиллит серого, коричнево-серого цвета, известковистый. В верхней части вскрытых скважиной палеозойских отложений, в интервале 1655 м, известняк, участками выветренный, поры и каверны в нем заполнены коричневым, красно-коричневым глинистым материалом. Л.Г. Кашеева (ТОО «АктюбНИГРИ») в скважине Нарын 1, на глубине 1685 м выделила фузулиниду *Schubertella ex. gr. paramelonica Sul.*, имеющую распространение в возрастном диапазоне: средневерхняя зона ассельского яруса - нижняя зона сакмарского яруса нижней перми.

Разрезы палеозойских отложений в разрезах скважин на блоке «Жемчужины» хорошо сопоставляются с разрезом скважины Каламкас-море 1 [4]. В данной скважине в интервале 2320-2360 м установлены среднекаменноугольные, нерасчлененные башкирские и московские отложения, которые представлены, преимущественно, известняками двух разновидностей. Опора первой разновидности известняка (типа грейнстоун) состоит из микритовых и скелетных зерен разной степени сохранности, среди которых различимы раковины фораминифер, обломки члеников криноидей. Часть микритовых зерен имеет реликтовое зональное строение, что делает их схожими с оолитовыми зернами. Зерна - разной степени окатанности, имеют размеры 0,1-0,5 мм, реже - до 1,0 мм, сцементированы мелкозернистым кальцитом типа спарита, в отдельных участках, с пленкой шестоватого морского цемента вокруг

зерен. Опора второй разновидности известняка (типа грейнстоун) состоит из оолитовых зерен, разной степени сохранности (от хорошо различимых до зерен с потерей внутреннего строения). Зерна сцементированы мелкозернистым кальцитом типа спарита, с пленкой шестоватого морского цемента вокруг зерен. Часть (20% от общего объема) грейнстоуна интенсивно окремнена и представлена тонко-мелкозернистой массой кремнезема с сохранившимся (реликтовым) первичным строением. Реже встречен известняк (типа пакстоун), опора которого состоит из литокластов известняков, представленных оолитовыми грейнстоунами и грейнстоунами, опора которых сложена скелетными зернами. В отдельных образцах пород выявлены литокласты известняков (типа мадстоуна), в некоторых из них отмечено окремнение. Размеры литокластов достигают 1-3 мм, реже - до 5-7 мм. Цемент - тонкозернистый темно-серый микрит, в котором участками встречены редкие зерна доломита, участками - литокласты конформно вдавлены друг в друга. Таким образом, среднекаменноугольные карбонатные отложения сформированы в мелководношельфовых условиях.

Выше по разрезу, в интервале 2249-2320 м, залегают ассельские отложения нижней перми, которые сформированы в условиях склона карбонатной платформы. В интервале 2295-2320 м преобладает известняк типа пакстоун, опора которого состоит из литокластов известняков размером 0,5-2,0 мм. Одна часть литокластов представлена грейнстоунами, сложенными оолитовыми зернами разной степени сохранности (от хорошо различимых до зерен с потерей внутреннего строения), в отдельных оолитовых зернах отмечено окремнение. Цементом служит мелкозернистый спарит, наблюдается пленка шестоватого морского цемента вокруг зерен. Другая часть литокластов представлена грейнстоунами, сложенными скелетными зернами разной степени сохранности и окатанности, среди кото-

рых различимы раковины фораминифер, обломки члеников криноидей, фрагменты водорослей и микритовых перекристаллизованных зерен. Скелетные зерна цементированы мелкозернистым спаритом. Также среди литокластов встречены редкие обломки известняков (типа мадстоун и пакстоун), в отдельных литокластах наблюдается окремнение. Литокласты цементированы тонкозернистым темно-серым микритом, участками литокласты вдавлены друг в друга. В микритовом цементе встречены редкие зерна доломита и сульфидов (размером 0,1-0,2 мм), участками содержание доломита достигает 20-30%. Встречены единичные прослойки доломита известковистого тонко-мелкозернистого, с реликтами скелетных зерен, среди которых различимы фузулиниды и литокласты известняков. В интервале 2259-2295 м в разрезе преобладает известняк (типа пакстоун), опора которого состоит из скелетных зерен разной степени сохранности, среди зерен различимы фузулиниды и фораминиферы, удлинённые фрагменты трубчатых водорослей, обломки члеников криноидей и раковин брахиопод, фрагменты мшанок. В интервале 2263-2282 м встречены фрагменты водорослей Tubiphytes и коралла сетчатого строения. Также участками отмечены единичные оолитовые зерна и спикулы кремнистых губок, редкие литокласты известняков разной степени сохранности, часть из которых представлена оолитовыми грейнстоунами. Здесь в отдельных скелетных зернах встречено окремнение. Цемент – тонкозернистый темно-серый микрит, участками в микрите встречены редкие зерна доломита, сульфидов, в отдельных обломках микрит пигментирован темно-серым битумом, фрагментарно зерна вдавлены друг в друга. Реже встречен известняк (типа пакстоуна), опора которого состоит из литокластов оолитового грейнстоуна, который, в свою очередь, состоит из оолитовых зерен разной степени

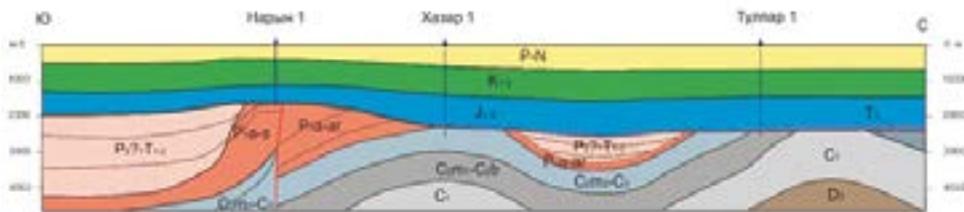
сохранности – от хорошо различимых до зерен с потерей внутреннего строения, цементированных мелкозернистым спаритом, с пленкой шестоватого морского цемента вокруг зерен и грейнстоуна, сложенного скелетными зернами в основном фораминиферами разной степени сохранности, а также зернами перекристаллизованными, сложенными светло-серым мелкозернистым кальцитом, цементированные мелкозернистым спаритом. Собственно, литокласты цементированы тонкозернистым темно-серым микритом, участками литокласты вдавлены друг в друга. Также встречены единичные прослойки известняка (типа мадстоуна), опора которого состоит из тонко-микрозернистого темно-серого микрита доломитизированного, с единичными кремнистыми скелетными зернами, среди которых различимы спикулы губок. В интервале 2249-2259 м встречен аргиллит тонкослоистый от темно-серого до черного цветов, сложенный глинистым материалом, пигментированным коричневым, темно-коричневым, битуминозным веществом, со скелетными зернами (10%) кремнистого состава, среди которых различимы радиолярии и спикулы губок. Отмечены редкие прослойки известняка (типа пакстоуна), опора которого состоит из скелетных зерен, разной степени сохранности: от зерен, полностью замещенных микритом с сохранением контуров, до различных зерен, среди которых встречены членики криноидей, удлинённые фрагменты трубчатых водорослей, фораминиферы, спикулы кремнистых губок. Цементом служит тонкозернистый микрит, участками перекристаллизованный до мелкозернистого, что делает микрит схожим со спаритом. Известняк в разной степени доломитизирован, содержание зерен размером 0,1 мм доломита составляет 10-20%. Также здесь встречены единичные прослойки туфа витрокластического кальцитизированного, слоистого, с пятнистым угасанием при скрещенных

никалях, с примесью единичных фрагментов спикул кремнистых губок, доломита мелкозернистого с примесью единичных фрагментов спикул кремнистых губок и радиолярита, опора которого состоит из раковин радиолярий, участками с сохранившимся радиальным внутренним строением, цементированных тонкозернистым кремнистым материалом, участками тонкозернистым микритом.

При облучении ультрафиолетовым светом шламowego материала всех скважин на блоке «Жемчужины» и скважины Каламкас-море 1 известняки и доломиты при ультрафиолетовом освещении имеют желто-серое свечение, что указывает на наличие примеси углеводородов в поро-

вом пространстве. Однако, нефте-газонасыщенные породы-коллекторы по данным каротажа и признаки углеводородов в процессе бурения не установлены, что объясняется, вероятно, отсутствием надежных покрышек в виде глинистых отложений и условий для образования ловушек углеводородов в районах проведения нефтепоисковых работ.

Полученные новые геолого-геофизические материалы позволили интерпретировать имеющийся в наличии геолого-геофизический профиль 1876 (рис. 5), который проходит по южной части Северо-Каспийского поднятия. На данном профиле хорошо виден его слоистый характер



**Рисунок 5. Геолого-геофизический профиль 1876**

*Разрез (субгоризонтального залегания, что подтверждается керном в скважине Тулпар 1) с двумя антиклинальными поднятиями в районах скважин Тулпар 1 и Хазар 1*

В разрезах скважин на блоке «Жемчужины» (кроме скважины Нарын 1) и Каламкас-море 1 палеозойские отложения перекрываются с резким стратиграфическим несогласием верхне-триасовыми отложениями толщиной от 28-59 м до 98 м. По данным каротажа и изучения шлама верхнетриасовые отложения представлены глинистыми породами (глинами и аргиллитами) красноцветной и сероцветной окраски, с примесью (до 1-10%) фрагментов углистого материала. В разрезе встречаются прослойки угля и глинисто-углистой породы темно-серой, черной. Встречены редкие прослои песчаника среднезернистого, участками гравелистого, светло-серого, полимиктового состава,

некарбонатного, с примесью (от 5-10% до 30%) литокластов пород размером 1-5 мм, в основном, представленными обломками аргиллита некарбонатного, темно-серого до черного цвета, с единичными обломками спикул губок кремнистого состава. Кроме этого, встречены литокласты кремнистых пород, одна часть их представлена радиоляритом, опора которого состоит из радиолярий (участками с сохранившимся радиальным внутренним строением), цементированных тонкозернистым кремнистым материалом, другая часть представлена тонкозернистой разновидью кремнистых пород. Также отмечены прослои конгломерата галечно-гравийного, состоящего из обломков

известняков, полностью окремненных и доломитов, угловато-окатанной и окатанной формы, размером 0,5-2,0 см. Обломки сцементированы мелкопесчаным материалом, который, в свою очередь, сцементирован глинистым, участками глинисто-карбонатным цементом. По сравнению с вышележащими сероцветными ниже-среднеюрскими отложениями, для пород верхнего триаса характерно наличие красноцветных разностей. Керном верхнетриасовые отложения освещены в скважине Тұлпар 1, интервал 2305,07-2312,80 м и представлены чередованием прослоев алевролита глинистого, серого, темно-серого, участками, со светло-коричневыми пятнами, с глинистым цементом, глины алевролитистой, темно-серой, серой, красновато-коричневой и желто-коричневой, некарбонатной и песчаника мелкозернистого, светло-серого, полимиктового состава, участками с примесью от 5,0-10% до 20-30% литокластов глини серого, темно-серого цветов и углистых глини черного цвета, угловатой, угловато-окатанной формы и 10% литокластов угля черного цвета, угловатой формы размером 0,5-2 мм с глинистым цементом. Для всего интервала характерно присутствие единичных фрагментов углефицированных растительных остатков удлиненной формы, размером по длинной стороне 1-10 мм, реже - до 2 см, толщиной 0,1 мм. Данное чередование имеет горизонтальную слоистость, участками линзовидную слоистость, которая ориентирована под углом 85-90° к оси керна.

## Выводы

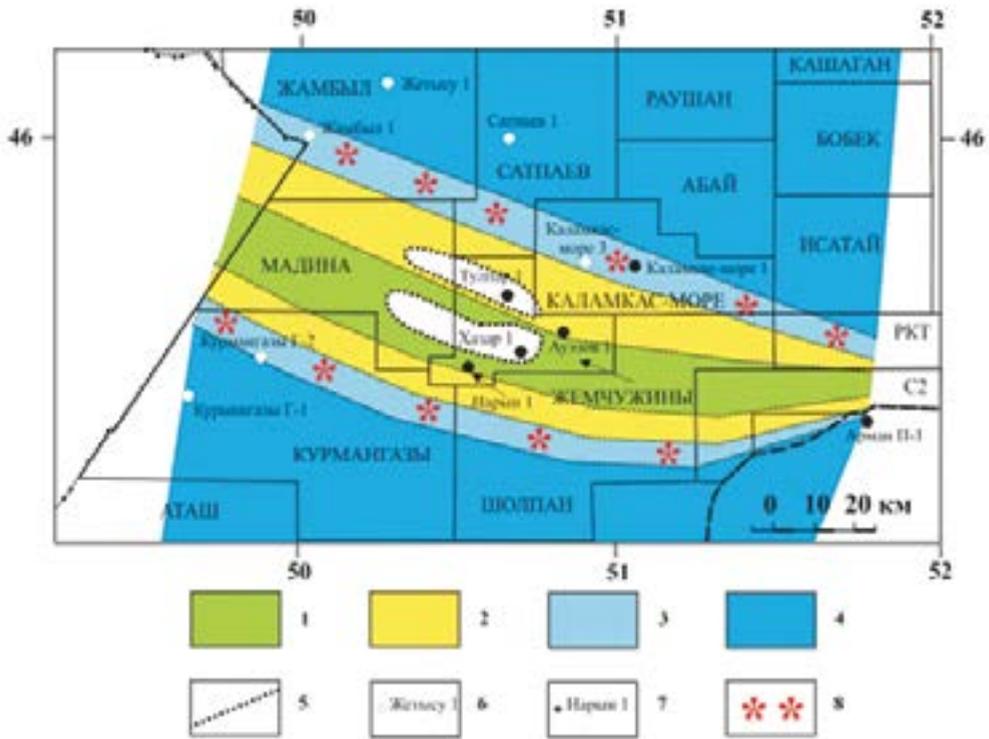
1. На Северо-Каспийском поднятии вскрыты среднекаменноугольные карбонатные отложения, аналогичные изученным в пределах Южно-Эмбинской и Жанажольской карбонатных платформ.

2. В южной и северной частях Северо-Каспийского поднятия вскрыты карбонатные отложения нижней перми, образованные в мелководношельфовых

(скважина Нарын 1), биогермных (скважина Ауэзов 1) и склоновых (скважина Каламкас-море 1) фациях (рис. 6). Наличие склоновых отложений указывает на окончание нижнепермской карбонатной платформы вглубь бассейна и замещение ее на глубоководные отложения, аналоги которых хорошо изучены в Маткен-Ушмолинской зоне [6].

3. Можно предположить наличие условий для образования ловушек углеводородов в районе склона карбонатной постройки нижней перми. Породами-коллекторами будут являться склоновые карбонатные отложения, характеризующиеся, как правило, хорошими фильтрационно-емкостными свойствами пород. Покрышками залежей могут служить сульфатные отложения кунгурского яруса нижней перми [7-9]. Наиболее перспективными на нефть и газ являются южные части разведочных блоков «Жамбыл», «Сатпаев» и «Каламкас- море», в которых велика вероятность наличия карбонатных пород- коллекторов и покрышки сульфатного состава. Также большие перспективы на нефть и газ имеет северная часть разведочного блока «Курмангазы», в непосредственной близости от которого вскрыты карбонатные породы-коллекторы (скважина Нарын 1) и нефтенасыщенные известняки среднего триаса (скважина Курмангазы Г-2).

4. В связи с тем, что геологоразведочные работы на Северо-Каспийском поднятии продолжают, для более полного понимания литологических особенностей нижнепермских, каменноугольных, а также более древних палеозойских отложений, рекомендуется дальнейшее бурение глубоких скважин вести с отбором керна и хранение керна в течение продолжительного времени. Детальное литолого-биостратиграфическое исследование керна позволит выяснить природу и развитие этой крупной структуры на Северном Каспии.



**Рисунок 6. Палеогеографическая схема подсолевых нижнепермских отложений Северо-Каспийского поднятия**

Условные обозначения:

1. Мелководно-шельфовые отложения;
2. Биогермные отложения;
3. Склоновые отложения;
4. Глубоководные отложения;
5. Скважины;
6. Скважины, вскрывшие докунгурские палеозойские отложения;
7. Зона отсутствия нижнепермских отложений;
8. Перспективные зоны для обнаружения скопления углеводородов.

#### Список использованной литературы

1. Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана). – Геология регионов Каспийского и Аральского морей. Казахстанское геологическое общество «КазГео», Алматы, 2004, с.224-236.
2. Джангиров А.Н., Ибрагимов А.А. Обновленный взгляд на строение и перспективы некоторых областей Северного Каспия в отложениях палеозоя и мезозоя. – Тезисы международной геологической конференции «АтырауГео-2019», Атырау. 2019.
3. Пронин А.П., Куанышев Ф.М., Милькина Н.В., Калмуратова С.А. Московские отложения юго-востока Прикаспийской впадины. – Недра Поволжья и Прикаспия, вып. 61, 2010, с. 7-16.

4. Пронин А.П., Куанышев Ф.М., Салыхова А., Милькина Н.В. Новые данные о палеозойских отложениях в области сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты (акватория Каспийского моря). – Геология нефти и газа, № 4, 2010, с.21-25.

5. Пронин А.П., Турков О.С., Калмуратова С.А., Милькина Н.В. Новые данные о палеозойских отложениях полуострова Бузачи. – Геология Казахстана, № 4, 1997, с.43-52.

6. Пронин А.П., Турков О.С., Калмуратова С.А., Милькина Н.В. Ассельские отложения юго-востока Прикаспийской впадины. – Геология Казахстана, №2, 1996, с.75-82.

7. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Палеозойские отложения приграничной зоны Северного и Среднего Каспия. – Тез. междуна. научн.-техн. конф. «Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК «Лукойл». Волгоград: изд-во филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, 2014, с.45-46.

8. Пронин А.П. Палеогеография Прикаспийской впадины в раннетриасовую эпоху. – Проблемы палеоэкологии и исторической геоэкологии. Сборник трудов Всероссийской научной конференции, посвященной памяти профессора В.Г. Очева, ООО «Кузница рекламы», Москва-Саратов. 2017, с. 114-119.

9. Шестоперова Л.В., Пронин А.П., Братыщенко О.В., Калмуратова С.А. Литолого-стратиграфическая характеристика и условия образования палеозойских и мезозойских отложений в приграничной зоне Северного и Среднего Каспия. – Каспийский регион: Геологическое строение и нефтегазоносность. Труды ОНГК. Вып.4. (На базе докладов Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013»), Алматы, 2014, с.195-200.

## **СОЛТҮСТІК КАСПИЙ КӨТЕРІЛІСІНІҢ ПАЛЕОЗОЙ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ЛИТОЛОГИЯСЫ МЕН МҰНАЙ- ГАЗ БОЛАШАҒЫ (КАСПИЙ ТЕҢІЗІНІҢ СОЛТҮСТІК БӨЛІГІ, ҚАЗАҚСТАН)**

**А.Р. Пронин, Л.В. Шестоперова, Н.А. Пронин**

### *Түйіндеме*

*Солтүстік Каспий көтерілісі Каспий теңізінің су бөлігінде орналасқан және Каспий маңы ойпаты мен Тұран ойпатының артикуляциялық аймағына сәйкес келеді. Ұңғымаларды бұрғылау Солтүстік Каспий көтерілуінде құрылымы жағынан Каспий маңы ойысының Оңтүстік Ембі және Жаңажол аймақтарына ұқсас орта карбонатты кен орындарынан тұратын үлкен карбонатты платформаның болуын дәлелдеді. Солтүстік Каспий көтерілісі кезінде Төменгі перманың карбонатты шөгінділері табылды, олар таяз қабаттарда, биохермада және беткейлерде пайда болды.*

*Түйінді сөздер: Каспий маңы ойпатының оңтүстігі, Тұран плитасы, Орта Көмірлі, Төменгі пермь, карбонатты құрылым, беткейлер, әктас.*

## **LITHOLOGY AND HYDROCARBON POTENTIAL OF THE PALEOZOIC SEDIMENTS OF THE NORTH CASPIAN UPLIFT (NORTHERN PART OF THE CASPIAN SEA, KAZAKHSTAN)**

**A.P. Pronin, L.V. Shestoperova, N.A. Pronin**

### *Abstract*

*The North Caspian uplift is located in the water area of the Caspian Sea and coincides with the area of articulation of the Caspian Depression and the Turan Plate. Drilling of wells proved the presence of a large carbonate platform in the North Caspian uplift composed of Middle Carboniferous deposits, which is similar in structure to the South Emba and Zhanazhol*

*zones of the Caspian Depression. Carbonate deposits of the Lower Permian, formed in shallow-shelf, bioherm and slope facies were discovered in the North Caspian uplift.*

*Key words: south of the Caspian depression, Turan plate, Middle Carboniferous, Lower Permian, carbonate structure, slope deposits, limestone.*

### **Информация об авторах**

**Пронин Алексей Петрович** – начальник отдела геологического анализа ТОО «Казкорресеч», *kcr@zhahancompany.kz*

**Шестоперова Лариса Васильевна** – канд. гео. мин. наук, директор департамента геологии нефти и газа ТОО «КазНИГРИ», *geolog@kaznigri.kz*

**Пронин Никита Алексеевич** – доктор философии (Ph.D), директор департамента изучения кернового материала и технологии бурения, филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», *pronin.n@llpcmg.kz*

УДК 550.832.542.083.133

## ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

**И.М. Мамедова**

*В статье на основании изучения кернового материала предложена новая методика фациального анализа разреза продуктивной толщи месторождений Азербайджана, установлено направление фациальной изменчивости отложений свиты «перерыва». Рассмотрены методические аспекты изучения структуры зерен отложений продуктивной толщи с помощью бинокулярного микроскопа. Построена 3D-модель пространственного расположения фаций аллювиально-дельтового генезиса и установлено их взаимоотношение со структурой Южно-Каспийской впадины, что дает возможность правильно проецировать скважины как при поисково-разведочном бурении, так и при освоении месторождения.*

*Ключевые слова: фациальный анализ, 3D-анализ кернового материала, бинокулярный микроскоп, модель осадконакопления.*

Одним из важных аспектов исследования природного резервуара является вопрос изучения истории развития, происхождения и накопления осадочных отложений продуктивной толщи (далее - ПТ) западного борта Южно-Каспийской впадины. Выяснение по возможности детальной картины древней физико-географической обстановки и анализ истории ее развития во времени необходимы для решения многих вопросов, стоящих перед изучением и освоением природного резервуара. Правильность палеогеографической реконструкции во многом основывается на фациальном анализе условий образования горных пород. Суть фациального анализа заключается в выявлении в пределах стратиграфической единицы генетических комплексов отложений (фаций), прослеживании их по площади и переходе в другие одновозрастные образования. Ранняя плиоценовая история развития западного борта Южного Каспия характеризуется частой сменой регрессивных и трансгрессивных фаз тектогенеза, что обусловило пестроту фациального состава отложений этого возраста. Несмотря на весьма продолжительное время изучения терригенных образований запад-

ного борта Южного Каспия (как впрочем, и прилегающих областей), трактовка их фациальной принадлежности до сих пор остается довольно схематичной.

Разные типы осадков в соответствии с динамикой среды, в которой происходит перемещение обломочных частиц, имеет только ей присущее распределение размеров этих частиц. Динамика среды является основополагающим фактором, влияющим на первичную упаковку, сортировку и кристаллографию зерен.

В настоящее время существует большое количество методов, позволяющих восстановить условия осадконакопления [Батулин В.П., 1947; Рожков Г.Ф., 1978; Сурков А.В., 1979; Евзикова Н.З., 1981; Котельников Б.Н., 1989]. Подобные исследования ведутся, преимущественно, на основе изучения гранулометрического, минерального состава пород и кристалло-морфологической эволюции минералов. На наш взгляд наиболее точно фациональная обстановка была описана и изучена динамогенетической диаграммой Г.Ф.Рожкова.

Как известно, данные косвенного счета песчаных зерен обладают большей информативностью для выделения фациональной зависимости параметров асим-

метрии и эксцесса, которые четко отражают условия седиментации. Физический смысл этих параметров заключается в том, что асимметрия ( $\alpha$ ), определяя положение  $M_0$  (моды) относительно  $X$  (среднего арифметического), указывает на энергетический уровень среды седиментации. Эксцесс ( $\tau$ ) сопоставляется с относительной длительностью обработки обломочного материала, т.е. со стабильностью динамических условий среды седиментации [1]. Таким образом, этот параметр показывает, как долго действовали живые силы среды, относительная энергия которых зафиксирована параметром асимметрии.

При анализе материалов коллекторских свойств месторождений Азербайджана автором были использованы нетрадиционные подходы к исследованию обломочного вещества керна продуктивных горизонтов. Как показывает опыт, однозначное восстановление условий осадконакопления, а, следовательно, и выделения фаций – чрезвычайно сложная задача, так как сходные текстуры могут образовываться в разных палеогеографических обстановках. Поэтому, в дополнение к основным исследованиям [2], был произведен детальный гранулометрический 3D- анализ имеющегося ядерного материала. Традиционный гранулометрический анализ пород осуществлялся по методике, разработанной П.П.Авдусиным и В.П.Батуриным с выделением четырех фракций зерен пород:  $> 0,25$  мм;  $0,25 \div 0,10$  мм;  $0,10-0,01$  мм и  $< 0,01$  мм. Согласно данным гранулометрического анализа определяется тип пород по классификационному треугольнику Л.В.Пустовалова с 19 наименованиями в четырех группах: песка, алевроита,

глидолита (неотсортированных пород) и глинов. Автором были получены статистические показатели гранулометрических исследований пород коллекторов месторождений Азербайджана. Результаты традиционных исследований сопоставлялись с дополнительными. Структура зерен отложений продуктивной толщи изучалась нами (совместно с Хотылевым О.В. во ВНИИГеосистем) с помощью бинокулярного микроскопа [3]. В соответствии с методикой образец породы предварительно переводится в рыхлое состояние с помощью растворения цемента или очень аккуратно дезинтегрируется резиновым пестом. Затем, производится замер зерен мономинеральных фракций под бинокулярным микроскопом, с помощью окулярной линейки по трем параметрам (А - длина, В - ширина, С - толщина зерен, А, В, С – взаимно перпендикулярны) с точностью до 0,01 мм (для песчано-алевритовой фракции). Количество замеров зерен определяется согласно методике (не менее 150 шт). Полученные данные вводятся в компьютер и обрабатываются при помощи специализированного программного комплекса, с получением гистограмм распределения размеров по осям и рядам статистических параметров.

При анализе пробы образца скважины № 21 интервала глубин 3642 м песчаника свиты «перерыва» продуктивной толщи месторождения Гюнешли из нее предварительно была выделена суммарная электромагнитная фракция. Были зарегистрированы в легкой фракции - кварц, в электромагнитной - ильменит и турмалин, а также определено значительное количество глауконита.

**Таблица 1. Размеры зерен по осям в образце скважины №21 месторождения Гюнешли. Свита «перерыва» ПТ**

Ось	Количество зерен	MIN	MAX	MID
А	150	0,05	0,49	0,163
В	150	0,04	0,30	0,122
С	150	0,01	0,21	0,085

КВАРЦ: Спектры распределения размеров зерен кварца по осям (А - длина

зерен, В - ширина зерен, С - толщина зерен) в пробе узкие (табл. 1), и практиче-

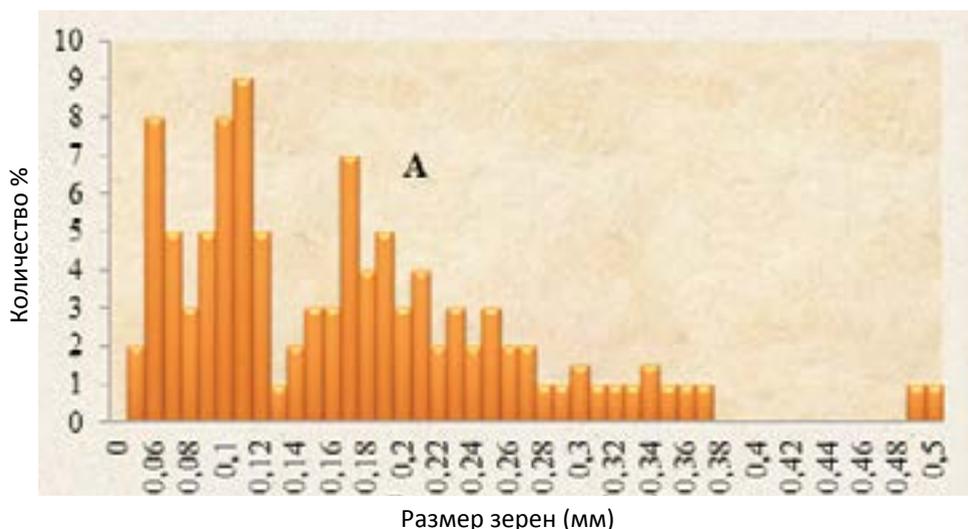
ски совпадают с интервалами непрерывности (рис. 1-3). На распределениях четко выделяются два пика - один в интервале 0,02-0,1 мм, второй - 0,1-0,16 мм по «С»; 0,04-0,11 мм и 0,14-0,24 мм по «В» и 0,05-0,14 мм и 0,15-0,30 мм по «А». При этом первый пик представлен, преимущественно, неокатанными разностями зерен, а второй - зернами различного уровня окатанности (от угловато-окатанных и полуокатанных до окатанных - рис. 4). При этом в выборке преобладают зерна изометричной и пластинчатой формы (рис. 5), что характерно для морских мелководных осадков.

**ТУРМАЛИН, ИЛЬМЕНИТ:** Размеры зерен по осям расположены в пределах одного, достаточно узкого спектра (рис. 6 - показано только распределение по оси «А», остальные аналогичны), который совпадает с интервалами непрерывности. В целом, их распределения аналогичны, повторяют друг друга и, в общих чертах, мономодальные.

Подобную картину данного комплекса распределений можно интерпретировать следующим образом: наличие аутогенного глауконита характерно для зоны открытого шельфа. Узкие интервалы

непрерывности и мелкие размеры кварцевых зерен и зерен тяжелых минералов соответствуют зоне волновой проработки. Это подтверждается их минералогической сортировкой (по плотности) - спектры тяжелых минералов закономерно сдвинуты в сторону мелких фракций относительно второго (0,15-0,30 мм по «А») кварцевого пика. Бимодальность распределений кварцевых зерен говорит о том, что осадок, вероятно, формировался в межбаровых понижениях, где в относительно спокойных условиях могли выпадать тонкие неокатанные частицы размерами 0,05-0,14 мм по оси «А». Наличие значимых количеств минералов тяжелой фракции говорит о незначительном (сотни метров - километр) расстоянии от берега.

Таким образом, данный осадок формировался в зоне волновой проработки открытого шельфа, в межбаровых понижениях дна бассейна на расстоянии в пределах километра от берега. Породы области питания, вероятно, были представлены преимущественно осадочными терригенными породами типа песчаников (39,4% зерен кварца со следами окатанности - рис. 7) с редкими выходами гранитоидов (неокатанные турмалин, ильменит).



**Рисунок 1. Результаты 3D –гранулометрии. Проба кварц по скважине № 3 месторождения Гюнешли**

*А - длина зерна; В - ширина зерна; С - толщина зерна.*

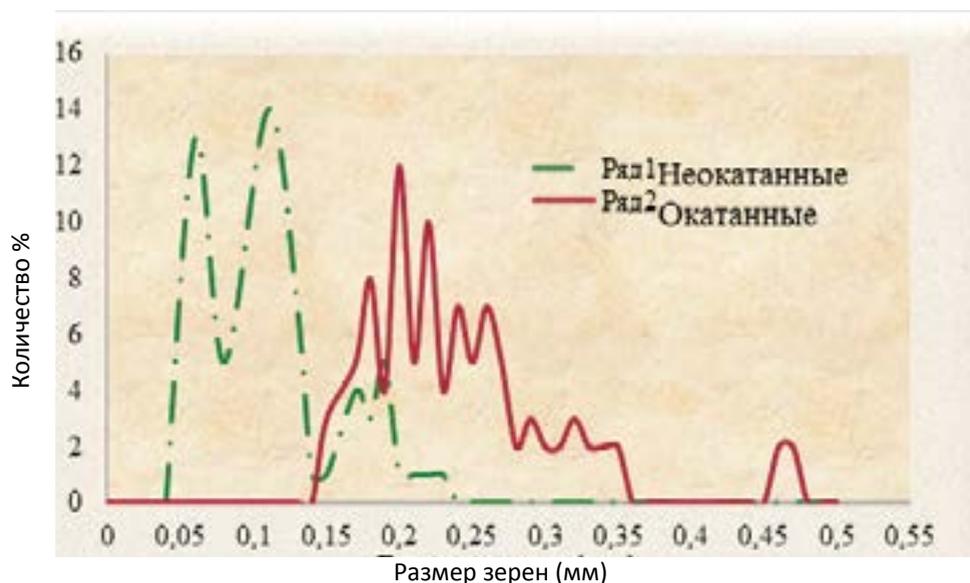


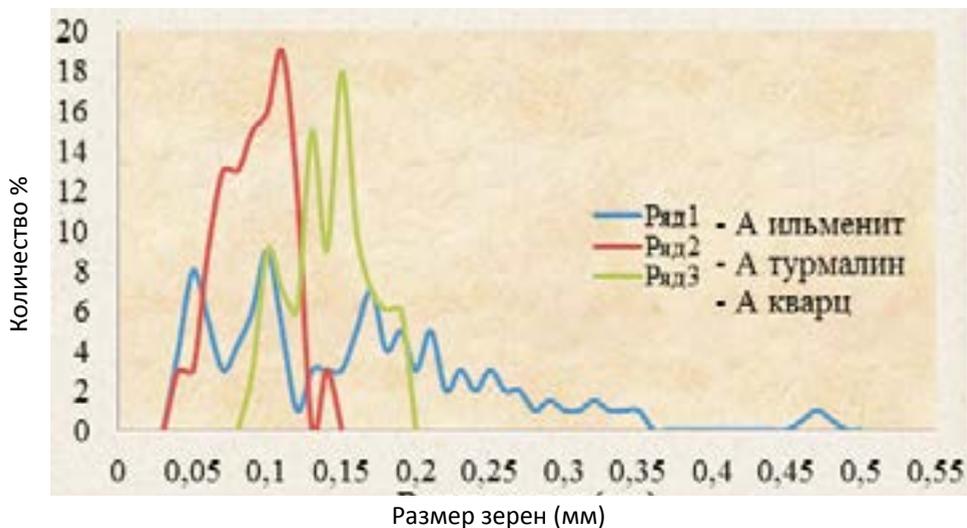
Рисунок 2. Распределение размеров зерен кварца в соответствии с окатанностью



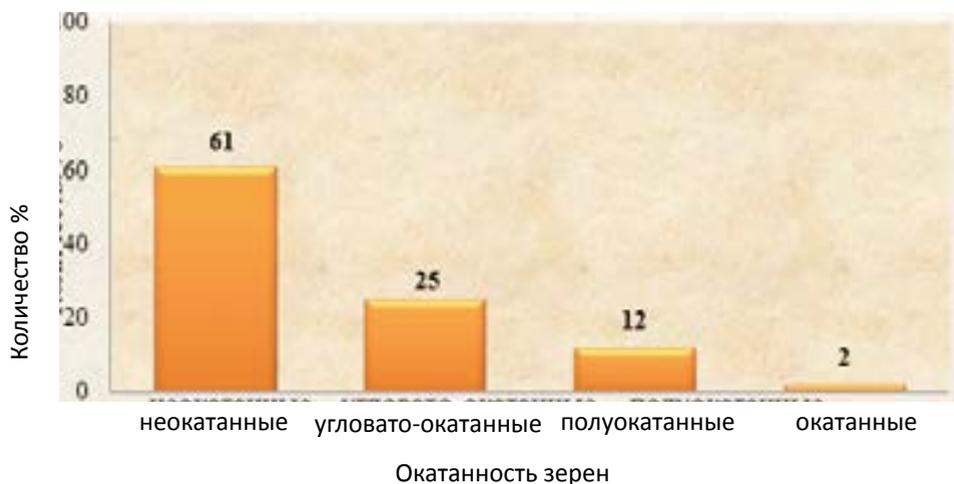
Рисунок 3. Распределение зерен кварца по формам (колич. %), данные 3D-гранулометрии

Таблица 2. Размеры зерен в зависимости от формы зерен скважины № 21 месторождения Гюнешли

Форма зерен	Значения отношения «ширина/длина», В/А	Значения отношения «толщина/ширина», С/В
Игольчатая	$0 \leq В/А \leq 0,5$	$0,5 \leq С/В \leq 1$
Изометричная	$0,5 < В/А \leq 1$	$0,5 < С/В \leq 1$
Лентовидная	$0 \leq В/А \leq 0,5$	$0 \leq С/В \leq 0,5$
Пластинчатая	$0 < В/А \leq 1$	$0 \leq С/В \leq 0,5$



**Рисунок 4. Комплексные спектры распределений зерен минералов (Скважина №3 месторождения Гюнешли, данные 3D гранулометрии)**



**Рисунок 5. Распределение зерен кварца по окатанностям (образец месторождения Гюнешли, данные 3D гранулометрии)**

Анализируя данные исследования и сопоставляя их с традиционными, были получены следующие закономерности. Параметры, полученные в результате 3D-гранулометрического анализа по толщине зерен совпадают с традиционными 4-фракционными исследованиями коллекторов свиты «перерыва» месторождения Гюнешли, что подтверждает возможность сопоставления гранулометрическим анализом, 19-фракционным грануло-

метрическим анализом, так и четырех-фракционным гранулометрическим анализом зерен, приводимых к единому процентному соотношению. При этом расхождения в значениях асимметрии и эксцесса бывают незначительны и попадают в единое поле генетической диаграммы [1] (рис 8.), что связано с одинаковым способом перемещения обломочных частиц и определяется общими энергетическими уровнями динамических сил

среды переноса и седиментации осадка. Рассматривая механический состав главных типов осадков дельты Волги, составленный Н.Г.Красновой, 1951 [4] и приведенный автором к единому процентному соотношению (рис. 9), вычисления косвенного счета зерен параметров асимметрии эксцесса сопоставлялись с эталонной динамогенетической диаграммой Рожкова Г.Ф., на которой выделены восемь различных полей с четкими условиями седиментации; застойные, речные течения, выход волн на мелководье, накат волн и деятельность ветра. На графике зависимости  $\alpha/\tau$  (рис. 9) по месторождениям Азербайджана по свите «перерыва» большая часть точек (примерно 95-98%) ложится в область вершины параболы (III и IV четверти по Г.Ф.Рожкову) или вблизи нее и эмпирического полигона распределения, ограниченного значениями ( $\alpha$ )

$\leq 0,63$  и ( $\tau$ )  $\leq 0,53$  за исключением одной точки, где ( $\tau$ ) = 14,44. Данное распределение характерно для побережья акваторий вблизи береговой черты и относится к VII-фациальной зоне, эоловой переработке речных осадков по динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова и соответствуют V и VI типам осадков дельты Волги по данным Н.Г. Красновой и И.М. Мамедовой (табл. 3), что соответствует отложениям культука и ильменного осадка. Таким образом, можно прогнозировать, что образование свиты «перерыва» месторождений Азербайджана связано с нарастанием участков дельтовых протоков, как Волги, так и Куры, где речная вода, сталкиваясь с водами морского залива, резко уменьшает скорость течения и отлагает значительную часть переносимого материала. Действие подпора речных вод морскими еще усиливается нагонными ветрами.

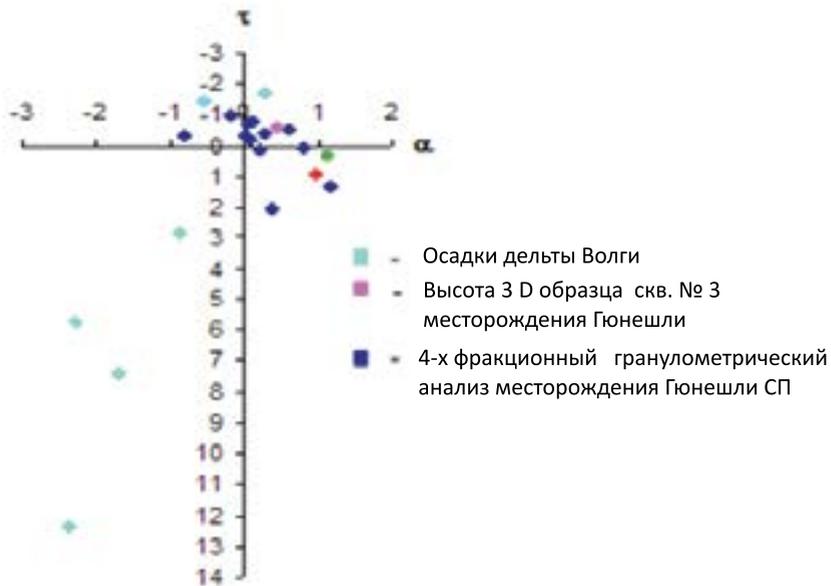
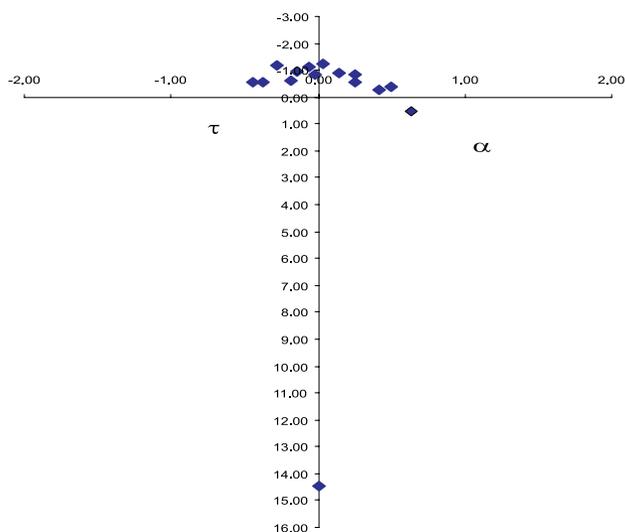


Рисунок 6. Диаграмма распределения гранулометрических коэффициентов (по данным пересчета) для терригенных пород свиты «перерыва» ПТ месторождения Гюнешли (Азербайджана)

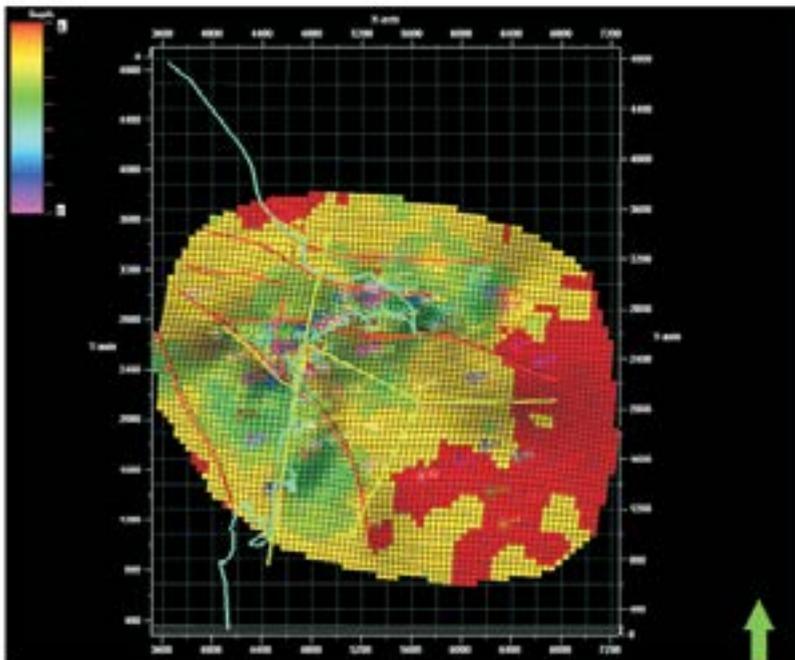


**Рисунок 7. Распределение точек – проб осадков по свите «перерыва» ПТ месторождений Азербайджана различных фаций по значениям асимметрии и эксцесса по косвенному счету 4-фракционного гранулометрического анализа зерен**

Культуки – не настоящие морские заливцы, они отделены от моря мелководной авандельтой; вода в них пресная, морская проникает лишь при сильных нагонных ветрах, что показывает гидрохимический анализ воды месторождений Западного борта Южного Каспия. Для осадков культуков наиболее характерны суглинки, а ильменные отложения представлены частым чередованием алевритовых глин и глинистых алевролитов. Наилучшие результаты определения фациальных и микрофациальных условий седиментации получили при последующем картировании данных, снятых с диаграммы (рис. 7). Картирование в объеме единого стратиграфического интервала успешно корректирует и ликвидирует неоднозначные ответы эталонной диаграммы, выявляет аллювиально-дельтовый генезис

терригенных пород свиты «перерыва» месторождений Азербайджана, что позволяет значительно расширить перспективы нефтегазоносности Юго-западного борта Каспийского моря.

Разработанная методика оценки условий осадконакоплений с помощью фракционного гранулометрического анализа служит основой прогнозирования коллекторов нефти и газа на еще неразбуренных или слабо изученных площадях, для которых проведены сейсмические исследования. Она также выявляет пространственное расположение коллекторов аллювиально-дельтового генезиса и их взаимоотношение со структурой, что дает возможность правильно проецировать скважины как при поисково-разведочном бурении, так и при освоении месторождения.



**Рисунок 8. Карта фациального анализа терригенных пород свиты «перерыва»  
ПТ месторождений Азербайджана**

- 1 – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин, морские фацции;
- 2 – донные течения или мутьевые потоки, континентальные фацции;
- 3 – слабые, преимущественно, речные течения, континентальные речные фацции;
- 4 – сильные речные или вдольбереговые течения, континентально речные или прибрежно-морские фацции;
- 5 – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн. Прибрежно-морские фацции;
- 6 – выход волн на мелководье, сильный накат волн, эоловая обработка песков, морских пляжей, микрофацция береговых дюн, акватории близ береговой черты;
- 7 – эоловая переработка речных осадков, волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, прибрежно-морская фацция огромных открытых акваторий;
- 8 – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой.

Таблица 3. Механический состав главных типов осадков дельты Волги  
(составлено по данным Н.Г. Красновой и И.М. Мамедовой)

Тип осадков	Гранулометрический состав фракции, мм				Среднее	Мода	Стандартное	Дисперсия	Экссесс	Асимметрия	Минимальное	Q1(25)	Q2(50) медиана	Q3(75) перцентиль	Максимальное	Коэффициент отсортированности
	0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	0,01												
1	22	70	5	3	0,1999	0,19	0,0556049	0,0030919	2,8632325	-0,8567743	0,01	0,19	0,19	0,19	0,28	1,00
2	7	85	5	3	0,1864	0,19	0,044165	0,0019505	7,4023998	-1,6688245	0,01	0,19	0,19	0,19	0,28	1,00
3	75	20	3	2	0,2512	0,28	0,0570359	0,0032531	5,6987755	-2,2902464	0,01	0,2575	0,28	0,28	0,28	1,04
4	5	90	2	3	0,1873	0,19	0,0393342	0,0015472	12,374245	-2,3823634	0,01	0,19	0,19	0,19	0,28	1,00
5	0	52	22	26	0,1234	0,19	0,0763461	0,0058287	-1,4096293	-0,5289248	0,01	0,01	0,19	0,19	0,19	4,36
6	0	33	19	48	0,0865	0,01	0,0802694	0,0064432	-1,6889945	0,301826	0,01	0,01	0,1	0,19	0,19	4,36

## Список использованной литературы

1. Рожков Г.Ф. К вопросу о гранулометрическом анализе сечением. – Бюллетень МОИП. Отдел. геол., 1968, № 6, с.126-130.
2. Ализаде А.А., Ахмедов Г.А., Аванесов В.Т. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. - Изд. «ЭЛМ». Баку 1971 г.
3. Сурков А.В., Хотылев О.В. Детальный грануломинералогический анализ песков россыпей, хвостов их гравитационного обогащения и рудных концентратов. Методические рекомендации // Моск. гос. геологоразвед. акад. - М., 1997, 20 с.
4. Геология дельты Волги. - Тр. Гос. океанографич. ин-та, вып.18(30), 1951.

## ОҢТҮСТІК КАСПИЙ ДЕПРЕССИЯСЫНЫҢ БАТЫСТЫҚ КЕҢЕСІНІҢ ӨНІМДІК ТИІМДІЛІГІНІҢ ТАБИҒИ ҚОРЫҚТАРЫН ЗЕРТТЕУГЕ АРНАЛҒАН ШАРТТАРЫН ЗЕРТТЕУ И.М. Мәмедова

### Түйіндеме

Негізгі материалды зерттеу негізінде мақала Әзірбайжан кен орындарының өнімді қабаты бөлімін фациялық талдаудың жаңа әдісін ұсынады және «интервалдық» сюжеттің шөгінділерінің өзгергіштігінің бағытын анықтайды. Бинокулярлы микроскоптың көмегімен өнімді қабаттар түйірлерінің құрылымын зерттеудің әдіснамалық аспектілері қарастырылған. Аллювиальды-дельталық генездің кеңістіктік орналасуының 3D моделі құрылды және олардың Оңтүстік Каспий маңы ойпатының құрылымымен байланысы орнатылды, бұл ұңғымаларды іздеу және барлау бұрғылау кезінде де, кен орнын игеру кезінде де дұрыс жобалауға мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: физионды талдау, негізгі материалдың 3D анализі, бинокулярлы микроскоп, тұндыру моделі

## STUDY OF NATURAL RESERVOIR SEDIMENTARY ENVIRONMENT AT WESTERN FLANK OF SOUTH CASPIAN DEPRESSION I.M. MAMEDOVA

### Abstract

Based on the study of core material, the article proposes a new method for facies analysis of the section of the productive strata of Azerbaijan's fields, as well as identifies facies variability direction of the "perery" formation. Methodological aspects of studying the structure of grains of deposits of the productive strata using a binocular microscope are considered. A 3D model of the spatial arrangement of the facies of the alluvial-delta genesis was constructed and their relationship with the structure of the South Caspian Depression was established, which makes it possible to correctly design wells both during prospecting and exploration drilling, and during field development.

Keywords: facies analysis, 3D analysis of core material, binocular microscope, sedimentation model.

### Информация об авторе

**Мамедова Ирада Маликкызы** – канд. геол.-минерал. наук, начальник лаборатории «Нефтепромысловая геология» ГНКАР НИПИнефтегаз, [mamedaslan@rambler.ru](mailto:mamedaslan@rambler.ru)

УДК 622.276.34

## ПОДХОД К ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЫРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

А.Е. Ибраев, А. Кажыкенкызы, А.С. Елемесов, А.Ж. Назаралы

*Актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью повышения качества планирования геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) и прогнозирования основных показателей работы после ГТМ на поздней стадии разработки, что в значительной степени осложнено трудностями локализации остаточных извлекаемых запасов (далее – ОИЗ) ввиду неоднородности геологических свойств месторождения и продолжительного воздействия разработки на продуктивные залежи.*

*Ключевые слова: локализация ОИЗ, планирование ГТМ, интерпретация геофизических исследований (далее – ГИС), карты минерализации, комплексные карты геологии и разработки.*

### Актуальность проблемы

На текущий момент на месторождении Узень осложнена локализация ОИЗ ввиду длительного периода разработки (начало эксплуатации в 1965 г.). Одной из основных проблем является неравномерная выработка запасов по площади и разрезу, связанная с неоднородностью геолого-физических характеристик пород, а также нарушением системы разработки, регламентированной в проектом документе [1, с. 17]. Это в значительной степени затрудняет работы по локализации ОИЗ.

Качество локализации ОИЗ влияет на планирование, прогнозирование и успешность бурения новых скважин и ГТМ.

Планирование и прогнозирование основных показателей работы после ГТМ и бурения на основе параметров работы окружающих скважин является затрудни-

тельным. Использование соседнего фонда не во всех случаях позволяет оценить обводненность целевой скважины. Корреляция обводненности определенной скважины в зависимости от обводненности окружающих скважин отсутствует, следовательно, планирование кандидатов для ГТМ на основе показателей окружающих скважин не позволяет определить обводненность [2, с. 130]. По части скважин насыщенность по результатам интерпретации ГИС (РИГИС) не подтверждается результатами добычи. При интерпретации насыщенности по ГИС на текущий момент используется начальная минерализация пластовой воды. Отсутствие зависимости насыщенности по РИГИС с текущей обводненностью затрудняет планирование и снижает эффективность выбора целевых интервалов для перфорации в новых скважинах из бурения (рис. 1).

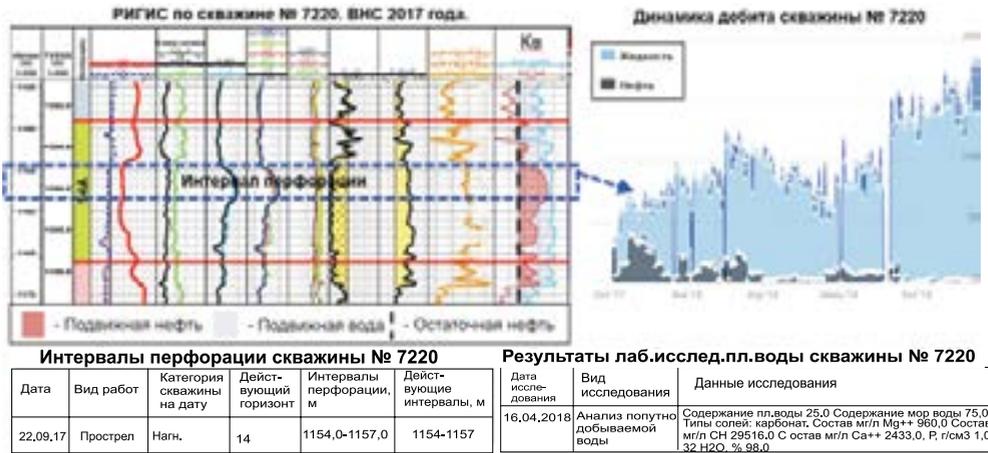


Рисунок 1. Пример сопоставления интерпретации ГИС и испытания скважины

Важная деталь, которую необходимо учитывать при локализации ОИЗ и планировании ГТМ, – это особенности геологического строения залежи. На месторождении Узень на основе данных гео-

логии и разработки выделяются группы коллекторов со значительной разницей фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) (рис. 2).

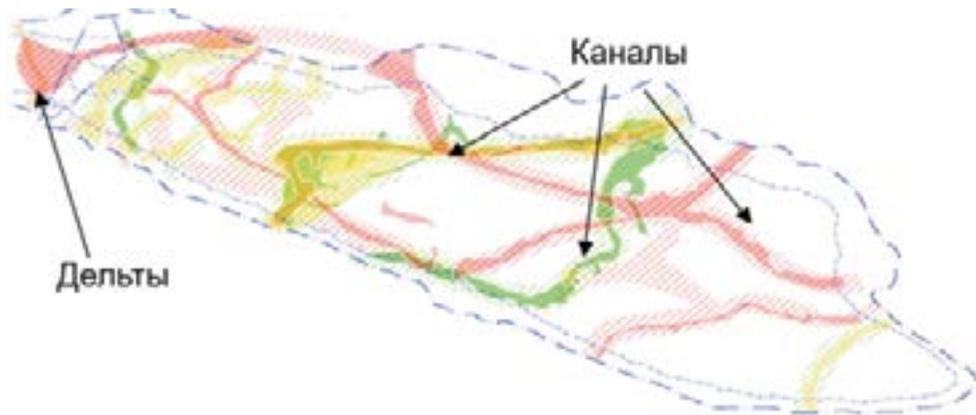
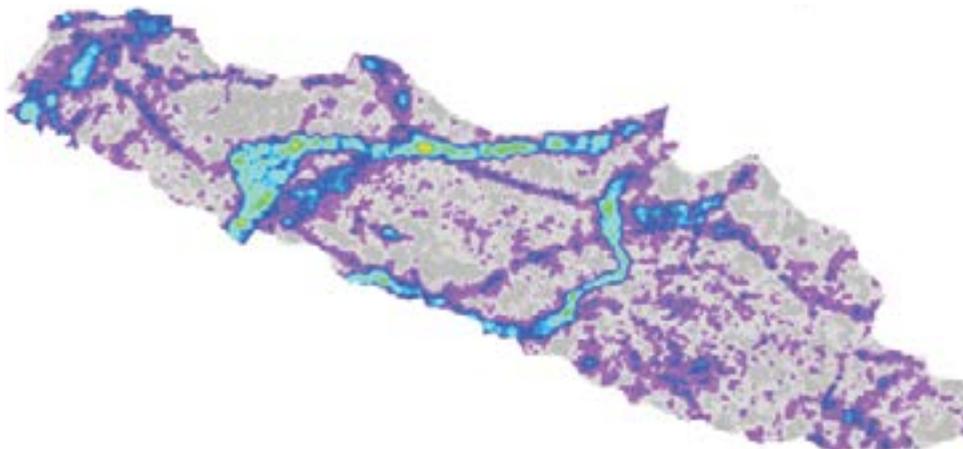


Рисунок 2. Карта выделения условий осадконакопления

Каналы и дельты характеризуются большими толщинами и улучшенными ФЕС с высокой плотностью сетки, а также более высокими значениями обводненности и выработки [3].

Зоны коллекторов с ухудшенными ФЕС на текущей стадии разработки явля-

ются наиболее перспективными в плане вовлечения ОИЗ с применением технологии гидроразрыва пласта (далее – ГРП). Пример разделения групп коллекторов на основе выделения электрофаций показан ниже (рис. 3).



**Рисунок 3. Карта распределения электрофаций**

Таким образом, можно отметить, что группы коллекторов с высокими ФЕС были подвержены влиянию разработки в большей степени.

#### **Подход к локализации ОИЗ**

Построение карты выработки запасов осуществлялось с помощью двух подходов:

1. По данным РИГИС с учетом текущей минерализации пластовой воды (использовались данные РИГИС скважин из бурения последних лет (2016–2019 гг.), и информация по текущей минерализации добываемой пластовой воды).

2. Комплексные карты на основе геолого-промысловых данных (геолого-физическая характеристика пласта: группы коллекторов, ФЕС, неоднородность по вертикали, расчлененность; данные разработки: плотность сетки скважин, коэффициент вскрытия пласта перфорацией по вертикали) и карты распределения электрофаций.

Данные подходы к локализации ОИЗ были реализованы с учетом:

- Особенности геологического строения (выделения групп коллекторов на основе условий осадконакопления со значительной дифференциацией ФЕС и, как результат, разной степенью подверженности разработке).

- Технологической специфики разработки, в частности, использования в качестве агента системы поддержания пластового давления (далее – ППД) морской воды с отличной от начальной минерализацией пластовой воды более чем в 5 раз.

#### **Локализация ОИЗ по данным РИГИС с учетом текущей минерализации пластовой воды**

##### **Учет текущей минерализации пластовой воды при интерпретации ГИС**

Для расчета коэффициента водонасыщенности по уравнению Арчи замеренная минерализация пересчитана в сопротивлении пластовой воды с учетом температуры пласта по палетке (Schlumberger Chart GEN-9: Water resistivity - Temperature – Salinity relationships).

Для переинтерпретации были выбраны скважины, пробуренные в 2016–2019 гг. (всего 495 скважин). После проведения контроля качества каротажей рассчитаны коэффициенты водонасыщенности ( $K_b$ ) при начальной, текущей и минимальной минерализации пластовой воды по электрической модели. Также в данной работе была приблизительно оценена прогнозная обводненность ( $WC$ ) по ГИС.

Приблизительная прогнозная обводненность ( $WC$ ) по ГИС рассчитывается по

следующей формуле:

$$WC \sim \frac{K_{в.подв}}{K_{в.подв} + K_{н.подв}}$$

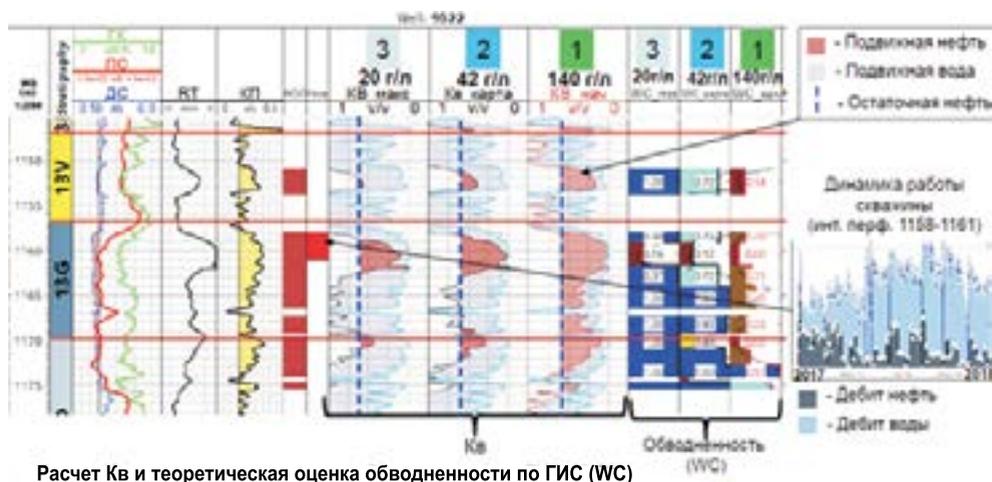
где  $K_{в.подв}$  – насыщенность пор подвижной водой,  $K_{н.подв}$  – насыщенность пор подвижной нефтью,

$$K_{в.подв} = K_v - K_{во'}$$

$$K_{н.подв} = 1 - K_v - K_{но'}$$

Коэффициент остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  определен в зависимости от коэффициента пористости  $K_p$  для пластов 13–18 горизонтов (путем центрифугирования). Замеры коэффициента остаточной нефтенасыщенности  $K_{но}$  в связи с низким коэффициентом корреляции зависимости от коэффициента пористости  $K_p$  усреднены для пластов 13–18 горизонтов (замеры ОФП).

Значения текущей минерализации пластовой воды, снятые с карт, рекомендуется использовать при интерпретации насыщенности только в коллекторах, значительно подверженных влиянию разработки, в случае же отсутствия замеров текущей минерализации пластовой воды использование минимальной величины минерализации пластовой воды применимо как рискованный вариант прогнозной обводненности. Для оценки  $K_v$  коллекторов, подверженных влиянию разработки в незначительной степени, рекомендуется использование значения начальной минерализации пластовой воды. Данная методика позволяет более точно прогнозировать обводненность по ГИС (рис. 4).



Расчет  $K_v$  и теоретическая оценка обводненности по ГИС (WC)

- 1 При начальной минерализации пластовой воды
- 2 При минерализации пластовой воды с карты
- 3 При минимальном значении минерализации пластовой воды

**Рисунок 4. Пример планшета ГИС после обработки с учетом данных текущей минерализации пластовой воды**

### Локализация ОИЗ по данным РИГИС

В 2016–2019 гг. пробурено 495 скважин, которые являются точками

наблюдения за текущим насыщением пласта (рис. 5).

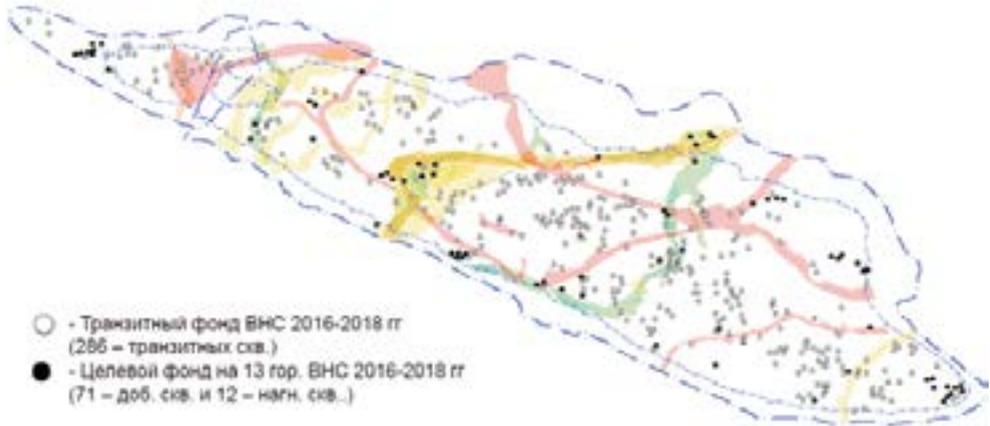
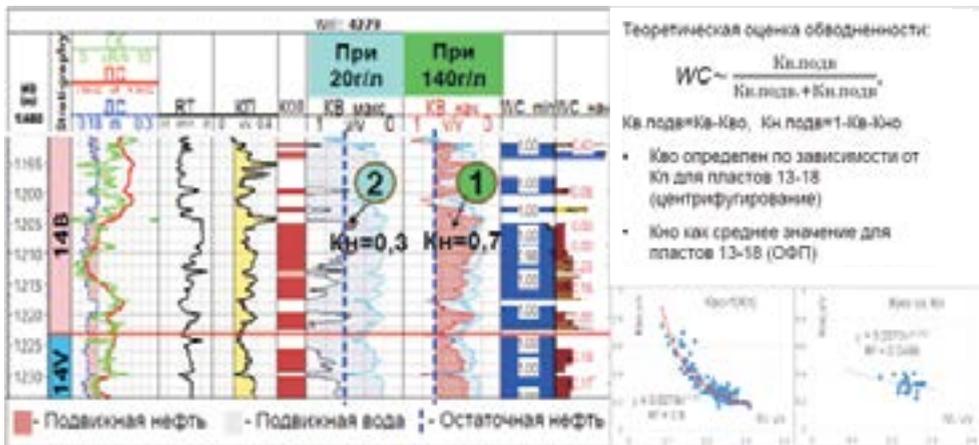


Рисунок 5. Карта расположения скважин, пробуренных в 2016-2019 гг.

В каждой скважине, в которой проведен ГИС, существует неточность оценки насыщенности пласта (рис. 6). Основная причина – неопределенность текущей ми-

нерализации пластовой воды (начальная минерализация пластовой воды 143 г/л, минерализация закачиваемой воды 22 г/л).



- 1 При минерализации 140 г/л (начальная пластовая вода) нефтенасыщенность ~ 0,7 д.ед.
- 2 При минерализации 2 г/л (морская вода для сист. ППД) нефтенасыщенность ~ 0,3 д.ед.

Рисунок 6. Неопределенность при интерпретации ГИС

Исходя из статистики замеров минерализации (1574 шт.), выполненных в течение последних трех лет (2016–2019 гг.), среднее значение минерализации по верхним пластам (13–18 горизонты) значительно отличается от начальной, что говорит о том, что текущая минерализация пластовой воды в 13–18 горизонтах

претерпела значительное изменение под воздействием длительной разработки месторождения [4]. Данный факт является подтверждением необходимости выполнять замеры минерализации пластовой воды и использовать текущую минерализацию при интерпретации РИГИС в новых скважинах.

Для уменьшения неточности выполнено построение карты минерализации

по горизонтам и с разбивкой по пачкам на примере 14 горизонта (рис. 7 и 8) [2, с. 177].

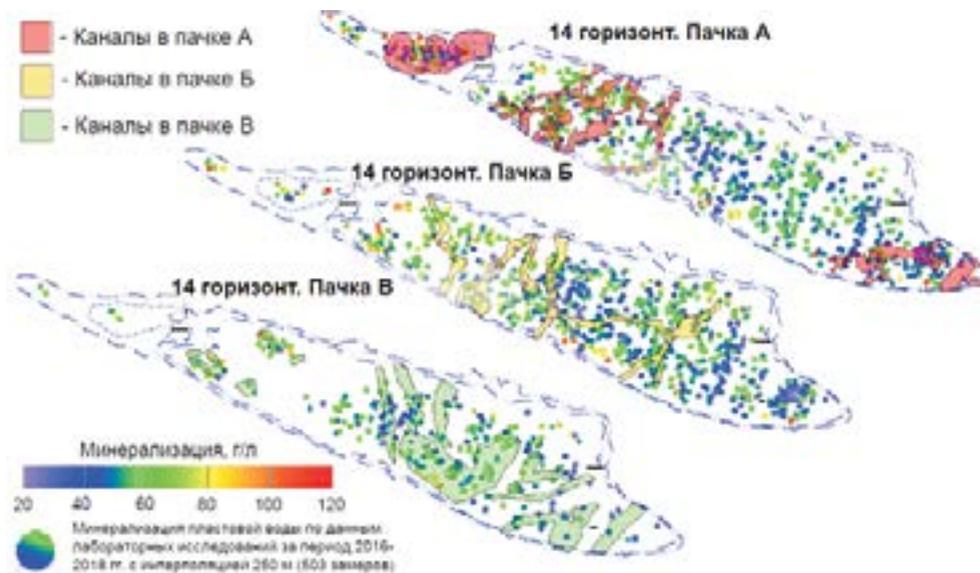


Рисунок 7. Карта минерализации воды по 14 горизонту с разбивкой по пачкам А, Б, В

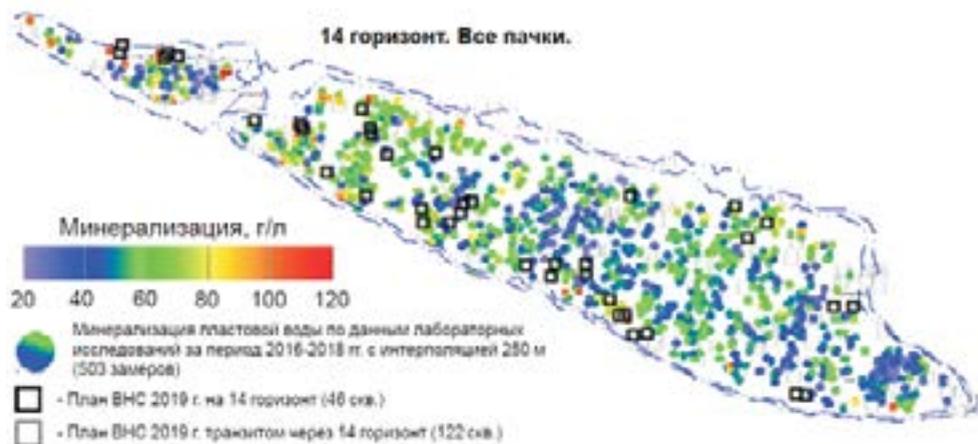


Рисунок 8. Карта минерализации воды в целом по 14 горизонту

Наблюдается значительное изменение минерализации по площади от начальной пластовой (143 г/л), в основном в краевых частях месторождения, до морской (20 г/л) в зонах для активной разработки с воздействием заводнения.

Данные значения с карты минерализации использовались для интерпре-

тации ГИС в скважинах, пробуренных в 2016–2019 гг.

Для этого построены карты выработки запасов по данным РИГИС с учетом текущей минерализации по горизонтам и пачкам на примере 14 горизонта (рис. 9), которые выполнены на основании РИГИС по 321 скважине, пробуренной в период

2016–2019 гг., и вскрывающие 14 горизонт с переинтерпретацией насыщенности с использованием текущей минерализации

на основе карт, построенных по результатам замеров минерализации в 2018 г.



**Рисунок 9. Карта выработки начальных извлекаемых запасов по 14 горизонту с разбивкой на пачки по данным РИГИС с учетом текущей минерализации по данным замеров**

#### Локализация ОИЗ по данным геологии и разработки

Второй подход к локализации ОИЗ заключается в построении комплексных карт на основе геолого-промысловых данных (геолого-физическая характеристика пласта: группы коллекторов, ФЕС, неоднородность по вертикали, расчлененность; данные разработки: плотность сетки скважин, коэффициент вскрытия пласта перфорацией по вертикали) и карт, построенных на основе распределения электрофаций.

На текущей стадии коллекторы с высокими ФЕС подвержены влиянию разработки в значительной степени, при этом зоны с низкими ФЕС обладают высокими остаточными запасами нефти.

Реализованы два инструмента для решения задачи выделения зон с низкими ФЕС, наименее подверженных разработке:

- 1) Комплексные карты геологии и разработки;
- 2) Карты распределения электрофаций.

#### Комплексные карты геологии и разработки

Для построения комплексных карт геологии и разработки на месторождении Узень выделены группы коллекторов с различными свойствами. На рис. 10 представлено выделение групп коллекторов с высокими и низкими ФЕС по 13 горизонту.

Анализ статистики обводненности по 13 горизонту показывает, что 49% фонда с обводненностью менее 80% работают в коллекторах с ухудшенными ФЕС, в то же время 29% фонда с обводненностью менее 80% эксплуатируются в коллекторах с высокими ФЕС. Таким образом, скважины в областях с высокими ФЕС, таких как каналы и конусы выноса, более обводнены.

Порядка 50% начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) приходится на коллекторы с ухудшенными ФЕС и 50% НИЗ – на коллекторы с улучшенными ФЕС. Площадь сетки скважин в зонах с ухудшенными ФЕС 21,2 га/скв, в зонах с улучшенными 13,5 га/скв. Выработка в лагунах составляет 76%, в каналах – 85%.

Средняя обводнённость в лагунах – 88%, в каналах – 92%. Промытый поровый объем в лагунах – 75%, в каналах – 115% при

КИН 28% и 38% соответственно. Данные факторы указывают на перспективность коллекторов с ухудшенными ФЕС.

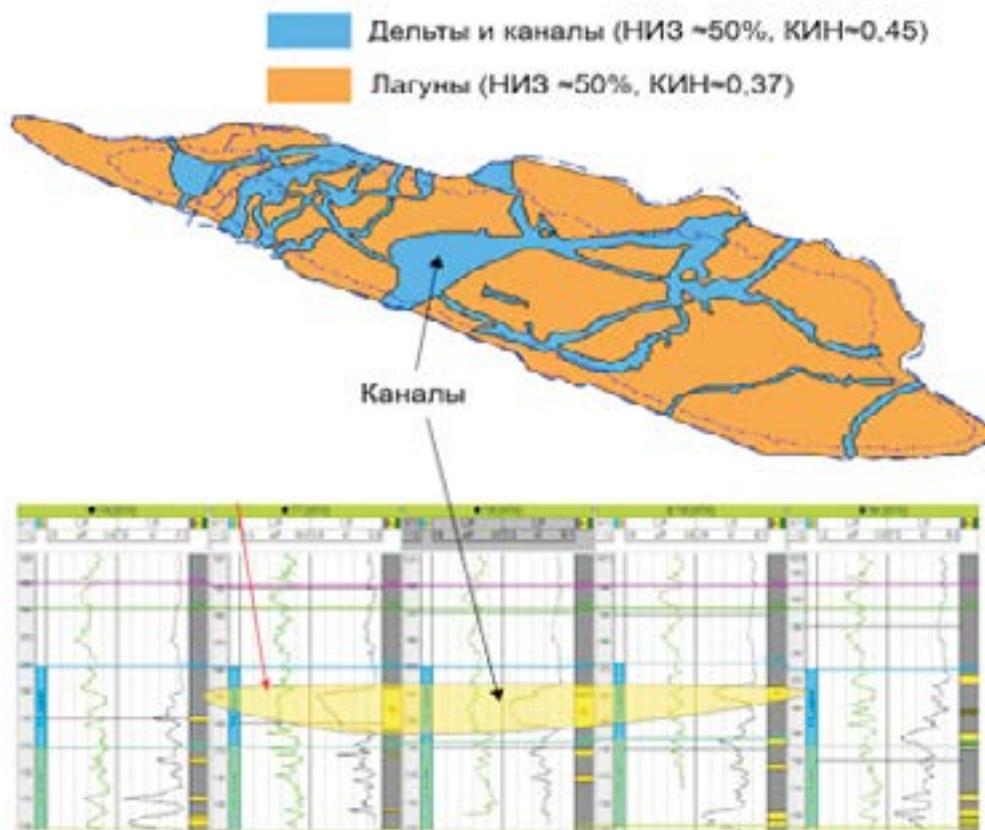


Рисунок 10. Распределение запасов по группам коллекторов

Карты вероятности локализации ОИЗ построены с целью определения площадного размещения остаточных запасов. В основу методики построения карт положено предположение, что остаточные зоны локализованы в областях, не

охваченных разработкой по технологическим и геологическим причинам. Поэтому карта вероятности локализации является результатом синтеза карт геологических и технологических параметров.

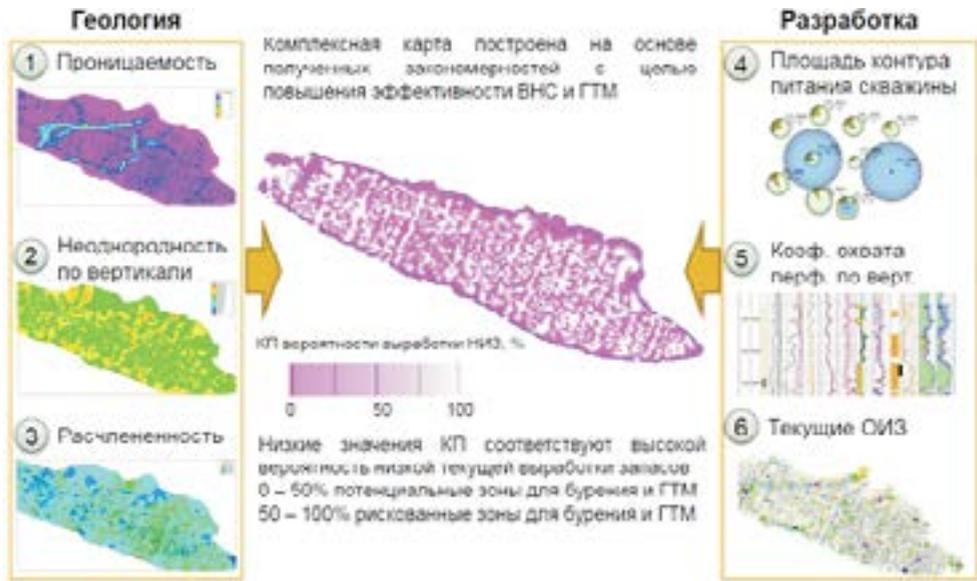


Рисунок 11. Карта комплексного параметра

Для каждого горизонта были построены карты проницаемости коллектора, неоднородности ФЕС по вертикали, расчлененности пласта, площадей контура питания, карта охвата перфорации по вертикали и текущих ОИЗ. После построения карт проводилось отсечение экстремумов и некорректных значений. Полученные карты нормировались от 0,1 до 1,0 с учетом их влияния на выработку запасов. Далее произведено перемножение

(комплексирование) всех участвующих параметров и построены карты вероятности локализации ОИЗ (рис. 11).

Карта комплексного параметра позволяет выявить наиболее потенциальные и перспективные зоны коллекторов с низкими ФЕС и малым охватом с целью вовлечения в разработку путем планирования ГРП на переходящем фонде, а также бурения новых скважин с ГРП (рис. 12).

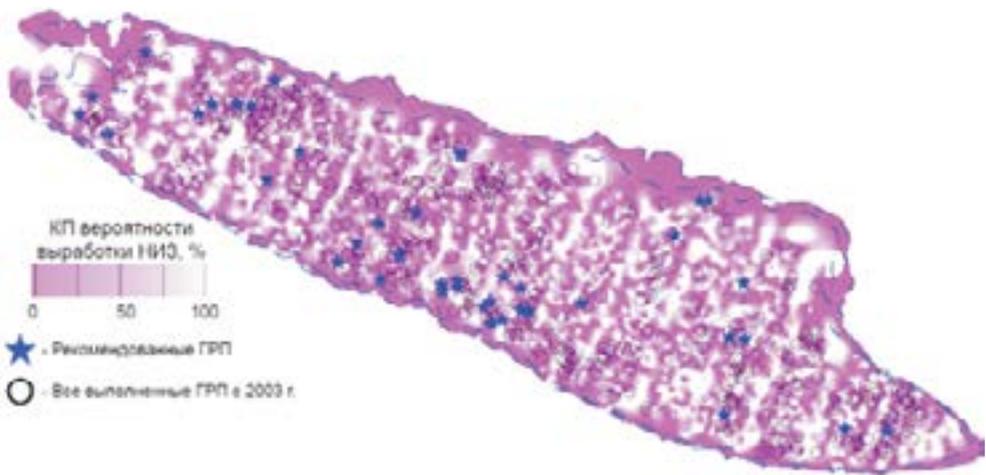


Рисунок 12. Карта комплексного параметра при планировании ГРП

### Карты сейсмо-электрофаций

Комплексный анализ сейсмозаведки, ГИС, керн и данных разработки позволяет выделить следующие электрофации, характеризующиеся различной динамикой выработки:

- Выделено 4 электрофации (в порядке убывания ФЕС);
- Электрофации № 1, 2, 3 представлены преимущественно чистыми алевро-песчаными породами, накопившимися в активных гидродинамических обстановках средней и верхней прибрежно-морской зоны (палеоруслу, прирусловые тела, бары, отмели);
- Электрофация № 4, преимущественно, представлена более глинистыми алев-

ро-песчаными породами, связанными с межруслово-лагунными областями, накопившимися в менее активных гидродинамических обстановках.

Области низких ФЕС определяются с помощью данных ГИС. Электрофации № 1, 2, 3 соответствуют регионам с высокими ФЕС, электрофация № 4 соответствует регионам с низкими ФЕС. Это подтверждается распределением проницаемости по электрофациям – наименьшие значения проницаемости до 10 мД характерны для электрофации № 4. Карта электрофаций согласуется с расположением песчаных тел, определяемых по результатам сейсмике, эффективным толщинами и данными добычи.

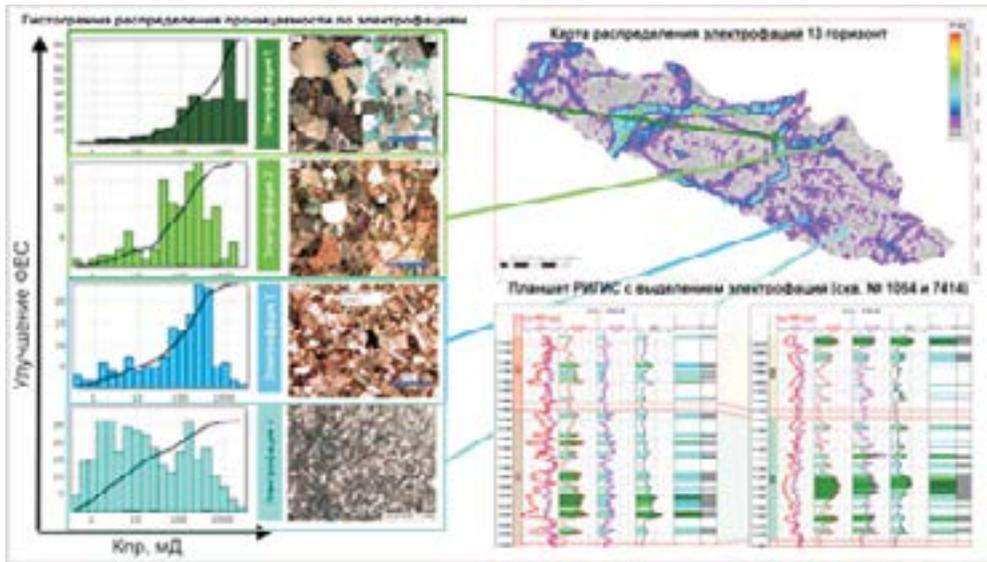
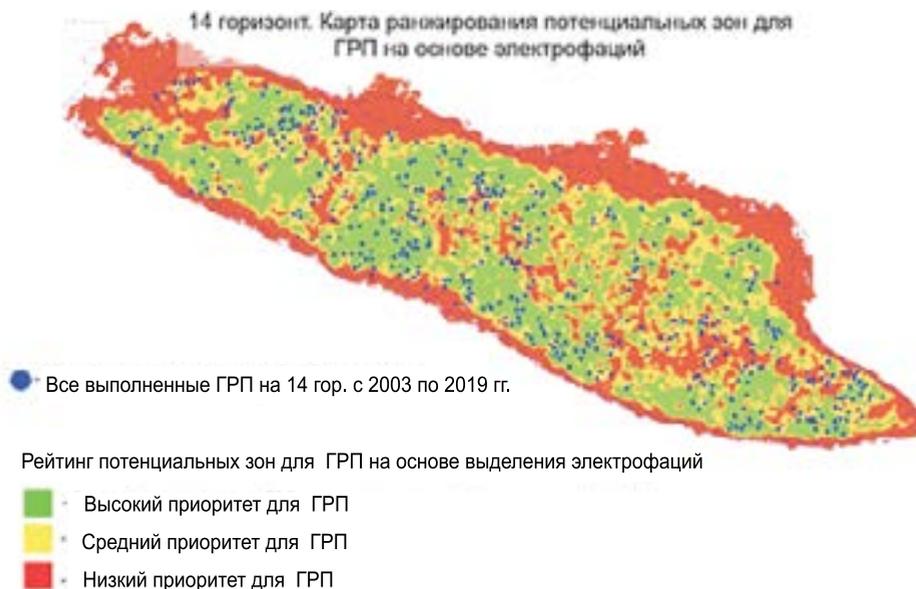


Рисунок 13. Выделение электрофаций

Полученная карта толщин коллекторов с ухудшенными ФЕС позволяет выделить регионы, которые подвергались

незначительной разработке и являются наиболее перспективными для планирования бурения, планирования ГТМ.



**Рисунок 14. Карта толщин коллекторов с ухудшенными ФЕС (электрофация № 4) по 14 горизонту**

### Выводы и рекомендации

Анализ промысловой информации выявил значительные флуктуации показателей обводненности по скважинам.

Отсутствует зависимость текущей обводненности по действующим скважинам от выработки запасов в зоне отборов.

Данные проблемы значительно влияют на планирование, прогнозирование и успешность нового бурения и ГТМ.

Применение методов локализации ОИЗ, указанных в данной работе, позволяет выделить и ранжировать зоны для проведения ГТМ в зависимости от вероятности нахождения запасов с учетом геологического строения залежей и влияния разработки на продуктивные пласты.

Разработанные инструменты значительно сокращают временные затраты на планирование ГТМ, так как отпадает необходимость просмотра всего фонда скважин и всех площадей месторождений, что представляется затруднительным на крупных месторождениях.

Использование карт выработки запасов, карт комплексных параметров, карт коллекторов с ухудшенными ФЕС обеспечивает инженерное обоснование для подбора ГТМ и прогнозирования показателей работы скважин после ГТМ.

На основе полученных карт локализации ОИЗ становится возможным формирование стратегии разработки зон с высокими ФЕС и низкими ФЕС.

### Список использованной литературы

1. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – ООО «Недра-Бизнесцентр», М., 2003, 638 с.
2. Don Wolcott. Applied Waterflood Field Development. – Energy Tribune Publishing Inc., 2009, 417 p.
3. Проект разработки месторождения Узень (13–18 горизонты). – «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2006.

4. Проект разработки месторождения Узень (нефть) (основной свод, Хумурунский, Парсумурунский, Северо-западный купола). – «КазНИПИмұнайгаз», Актау, 2007.

**ӨЗЕН МҰНАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ МЫСАЛЫ РЕТІНДЕГІ ЖАҢА ОПЕРАЦИЯЛЫҚ ШАРТТАРЫ  
БОЙЫНША ТИІМДІ РЕСУРСТАРДЫ ОРНАЛАСТЫРУДЫ ҚОЛДАНУ  
А.Е. Ибраев, А. Қажыкенқызы, А.С. Елемесов, А.Ж. Назаралы**

*Түйіндеме*

Таңдалған тақырыптың өзектілігі геологиялық және инженерлік жоспарлаудың сапасын жақсарту қажеттілігімен және геологиялық-техникалық шаралардан кейін дамудың негізгі кезеңіндегі негізгі көрсеткіштерді болжау қажеттілігімен байланысты. Бұл кен орынның гетерогенді геологиялық қасиеттеріне және дамудың ұзақ мерзімді әсеріне байланысты геологиялық ақпарат жүйесін локализациялау қиындықтарымен күрделенеді.

Түйінді сөздер: геологиялық ақпаратты локализациялау, геологиялық және техникалық шараларды жоспарлау, ГАЗ әдісін түсіндіру, минералдану карталары, геология мен дамудың кешенді карталары.

**APPROACH TO LOCALIZATION OF RESIDUAL RECOVERABLE RESERVES UNDER CONDITIONS  
OF HIGH DEPLETION ON THE EXAMPLE OF UZEN FIELD  
A.E.Ibrayev, A. Kazhykenkyzy, A.S. Yelemesov, A.Zh. Nazaraly**

*Abstract*

The relevance of the chosen topic is contingent on necessity to improve the quality of geotechnical jobs planning and forecasting of key performance indicators after a well intervention at a late stage of development, complicated by the difficulties of residual recoverable reserves localization due to the heterogeneity of geological properties of a field and the long-term impact of development on reservoir.

Key words: localization of residual recoverable reserves, planning of geological and technical measures, well logging interpretation, maps of mineralization, complex maps of geology and production.

**Информация об авторах**

**Ибраев Актан Ермекович** – ведущий инженер департамента разработки месторождений, *a.ibrayev@niikmg.kz*

**Қажыкенқызы Асия** – магистр нефтегазовых наук, ведущий инженер департамента разработки месторождений, *a.kazhykenkyzy@niikmg.kz*

**Елемесов Азамат Серикович** – заместитель директора департамента разработки месторождений, *ayelemesov@niikmg.kz*

**Назаралы Азамат Жақсылықұлы** – инженер департамента разработки месторождений, *a.nazaraly@niikmg.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нұр-Сұлтан

УДК 622.276/279

## ПРИМЕНИМОСТЬ ПРЕДЕЛЬНОГО БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Б»

М.А. Сарыбаев, А.Р. Курбанова

*Разработка месторождений, подстилаемых подошвенной водой, в настоящее время остается одним из главных вопросов в нефтегазовой промышленности. Этой проблеме посвящено множество статей, где предлагаются методики расчета предельного безводного дебита на подобных месторождениях. В этой статье рассчитан такой дебит для месторождения «Б». Также в рамках данной работы проведена оценка предельного безводного дебита при различных исходных параметрах пласта и построена зависимость его от относительного вскрытия пласта, проницаемости и вязкости. Основываясь на данной зависимости, подобраны критерии, при соблюдении которых возможно применение предельного безводного дебита.*

*Ключевые слова: подошвенная вода, конусообразование, обводнение скважин, предельный безводный дебит, относительное вскрытие пласта, проницаемость, вязкость, критерии применимости.*

Как показывают промышленные испытания и анализы разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой, образование конусов воды является в ряде случаев основной причиной обводнения скважин. Обводнение скважины ведет к увеличению себестоимости нефти и ухудшает другие показатели разработки месторождения. Действительно, если скважина, эксплуатирующая нефтяную залежь с подошвенной водой, вскрывает пласт на всю или почти на всю нефтенасыщенную мощность, она сразу же вместе с нефтью дает и воду. За сравнительно короткий срок скважина обводняется настолько, что ее эксплуатация становится экономически невыгодной. Поэтому, вскрывая мощность пласта частично, мы увеличиваем безводный период эксплуатации и добычу безводной нефти. Но возникает и более сложная задача: при известных исходных параметрах пласта и жидкостей требуется рассчитать такой дебит скважины (предельный дебит) или такую депрессию (предельную депрессию), при которых граница раздела «вода-нефть» (конус подошвенной воды) находилась бы в устойчивом положении,

и к скважине притекала бы только нефть. В зависимости от физических свойств пласта и жидкостей, а также величины относительного вскрытия пласта предельные дебиты будут различными. Может оказаться, что предельные дебиты, соответствующие безводному периоду эксплуатации, крайне низки и реализация их экономически невыгодна. Возможны три случая эксплуатации скважины [1]:

1. Дебит меньше или равен предельному; это обеспечивает длительную эксплуатацию скважины без воды; зеркало воды будет подтягиваться к скважине только по мере истощения залежи, и вода прорвется лишь тогда, когда дойдет до интервала перфорации;
2. Дебит намного больше предельного (максимально возможный – потенциальный); в этом случае вода почти мгновенно прорвется в скважину, и начнется совместный приток воды и нефти;
3. Дебит средний между предельным и потенциальным; тогда после некоторого безводного периода наступит совместный отбор нефти и воды.

Следовательно, если возникает возможность образования конусов воды в залежи, надо рассчитать предельные безводные дебиты или предельные депрессии, чтобы установить наиболее экономически выгодный режим работы скважин. Рассмотрим реальное месторождение с подошвенной водой с текущим состоянием и с состоянием, при котором был бы предельный безводный дебит.

Рассмотрим месторождение «Б», нефть которого характеризуется как легкая, высокопарафинистая (21,9%), малосмолистая, малосернистая. На месторождении выделен один объект разработки. Объект разрабатывается с поддержанием пластового давления с самого начала разработки, геолого-физические характеристики объекта приведены в табл. 1.

Эксплуатационный фонд скважин составляет 14 единиц, из них 9 добывающих и 5 нагнетательных.

Рассмотрим подробно 6 добывающих скважин, эффективная нефтенасыщенная толщина в которых больше 10 м. Это скважины № 6, 103, 108, 110, 114, 120.

Для расчета предельного безводного дебита воспользуемся методикой Чарного И.А. [2]. Методик расчета предельного безводного дебита много, однако Чарный И.А. первым установил точные соотношения для оценки верхних и нижних значений предельных безводных дебитов несовершенных скважин, разработал метод их расчета и составил универсальные графики для определения верхнего значения предельного безводного дебита и ординат вершин конуса. Последующие работы советских исследователей подтвердили, что предельные безводные дебиты по методике Чарного И.А. находятся в пределах указанных точных соотношений [1].

Исходные данные по скважинам для расчета приведены в табл. 2.

**Таблица 1. Геолого-физические характеристики объекта**

Параметры	Ю-IX
Средняя глубина залегания, м	1861
Тип залежи	Массивная с элементами тектонического экранирования
Тип коллектора	поровый
Пористость, д. ед	0,19
Средняя насыщенность нефтью, д. ед	0,67
Проницаемость, мД	61,5
Коэффициент песчаности, д. ед	0,62 (в целом по залежи) / 0,82 (по палеоруслу)
Коэффициент расчлененности, д. ед	3,92 (в целом по залежи) / 3,75 (по палеоруслу)
Пластовая температура, °С	85
Пластовое давление, МПа	18,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	2,31
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,783
Объемный коэффициент нефти, д. ед	1,166
Содержание в нефти %:	
Серы	0,28
Парафина	21,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	5,96
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	48
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,09
Средняя продуктивность, т/сут*МПа	15,5
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	231,1

Таблица 2. Исходные данные по скважинам

Наименование	Ед. изм.	Обоз.	№ 120	№ 108	№ 114	№ 6	№ 103	№ 110
Проницаемость пласта	м <sup>2</sup>	k	62,73					
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>в</sub>	1098					
Плотность пластовой нефти		ρ <sub>н</sub>	783,1					
Ускорение свободного падения	м/с <sup>2</sup>	g	9,81					
Нефтенасыщенная мощность пласта	м	h <sub>0</sub>	33,8	40,0	29,2	22,0	17,8	23,2
	м	b	20	30	16	16	12	21
Вязкость пластовой нефти	Па*с	μ <sub>н</sub>	0,00231					
Расстояние до контура питания	м	R <sub>к</sub>	178	166	267	170	206,5	221
		r <sub>с</sub>	0,121					
Отношение радиусов		R <sub>к</sub> /r <sub>с</sub>	1471,1	1371,9	2206,6	1405,0	1706,6	1826,4

Определим верхнее значение И.А. [2, 3] безразмерный предельный дебита по формуле и по графикам Чарного безводный дебит  $\bar{q}(\rho; h)$ :

$$Q_0 = \frac{2\pi k h_0^2}{\mu_n} (\rho_w - \rho_n) g = \frac{2 \times 3,14 \times 6,273 \times 10^{-14} \times 33,8^2}{0,00231} (1098 - 783,1) \times 9,81$$

$$= 0,0006 \text{ (м}^3/\text{с)} = 52 \text{ (м}^3/\text{сут)} = 40,7 \text{ (т/сут)},$$

где

- $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;
- $h_0$  – нефтенасыщенная мощность пласта, м;
- $\mu_n$  – вязкость пластовой нефти, Па\*с;
- $\rho_w, \rho_n$  – плотности пластовой воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>;
- $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Соотношение  $R_k$  к  $h_0$  и относительное вскрытие пласта  $\bar{h}$  необходимые для графика Чарного И.А., рассчитываются по следующим формулам:

$$\rho = \frac{R_k}{\chi h_0} = \frac{178}{33,8} = 5,3 \quad \bar{h} = \frac{b}{h_0} = \frac{20}{33,8} = 0,6$$

где

- $R_k$  – радиус до контура питания, м;
- $\chi$  – коэффициент анизотропии по проницаемости;
- $b$  – мощность вскрытой части пласта, м.

По графикам Чарного И.А. (см. рис. 1) найдем  $\bar{q}(\rho; h) = Q_{\text{сп}}/Q_0$

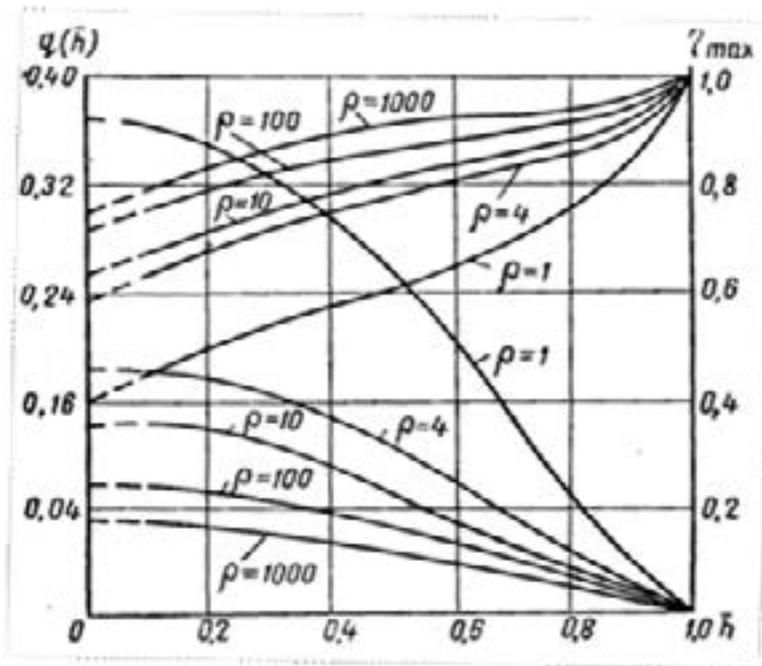


Рисунок 1. Кривые  $q(h)$  для различных значений  $\rho, h$

$$\bar{q}(5,3; 0,6) = 0,06$$

Откуда найдем предельный безводный дебит:  $Q_{\text{сп}} = 0,06 \times 40,7 = 2,44 \text{ (т/сут)}$

Аналогичным образом рассчитаем предельные дебиты для остальных скважин. Результаты расчетов по скважинам приведены в табл. 3.

Как видно из таблицы, рассчитанные предельные безводные дебиты имеют низкие значения, и возникает сразу во-

прос: как с самого начала разрабатывать месторождения с такими дебитами?!

Для начала рассмотрим историю разработки скважины, для которой выше провели расчет предельно безводного дебита (рис. 2).

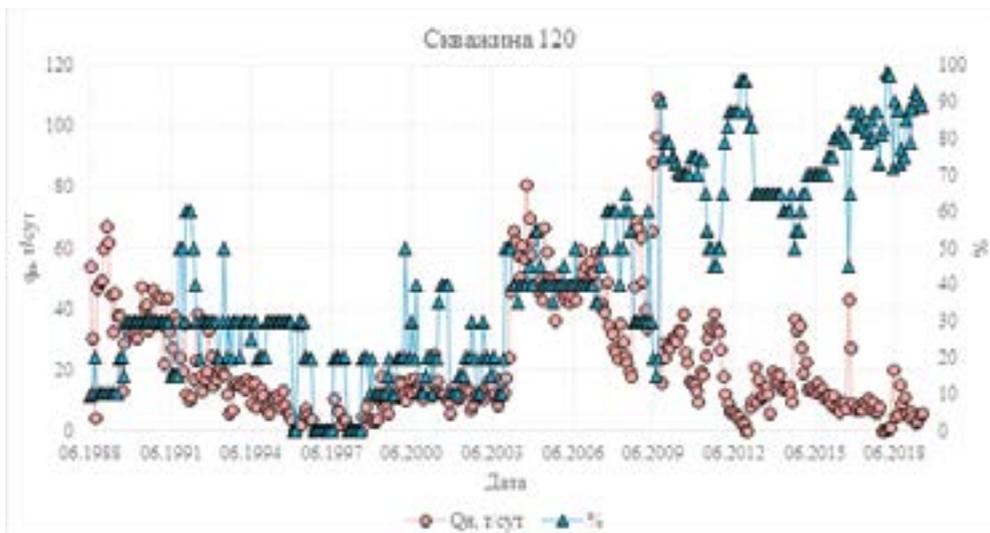


Рисунок 2. График разработки скважины №120

Скважина вошла в разработку с дебитом 54 т/сут, однако у нее отсутствует безводный период разработки. Обводненность уже в первый год разработки составляла 10%. Но тем не менее, этот дебит превышает расчетный безводный во много раз. Вернемся к формуле расчета дебита и рассмотрим подробно параметры, входящие в формулу. Начнем

с параметров, которые можно изменять. Первое – это мощность, которую вскрыли. Относительное вскрытие пласта в скважинах варьируется от 50 до 90%. Попробуем его уменьшить по всем скважинам и посмотрим, какой предельный безводный дебит мы получим при этом. По результатам расчетов построен график зависимости  $Q_{np}$  от  $\bar{h}$  по всем скважинам (рис. 3).

Таблица 3. Рассчитанные предельные дебиты по скважинам по методике Чарного И.А.

Наименование	Ед. изм.	Обозначение	№ 120	№ 108	№ 114	№ 6	№ 103	№ 110
Верхнее значение дебита	м <sup>3</sup> /с	Q <sub>0</sub>	0,0006	0,0008	0,0004	0,0003	0,0002	0,0003
	м <sup>3</sup> /сут		52,0	72,8	38,8	22,0	14,4	24,5
	т/сут		40,7	57,0	30,4	17,3	11,3	19,2
Соотношение R <sub>к</sub> к h <sub>0</sub>	м	ρ	5,3	4,2	9,1	7,7	11,6	9,5
Относительное вскрытие пласта	м	$\bar{h}$	0,6	0,8	0,5	0,7	0,7	0,9
Безразмерный предельный безводный дебит	б/р	q(ρ;h)	0,06	0,03	0,08	0,03	0,03	0,02
Предельный безводный дебит	т/сут	Q <sub>тип</sub>	2,44	1,43	2,43	0,52	0,28	0,29

Как видно из рисунка, чем меньше относительное вскрытие пласта, тем больше  $Q_{np}$ , при этом значительное повышение  $Q_{np}$  наблюдается в скважинах № 108 и № 120. Отличием этих двух скважин от остальных является их большая

эффективная нефтенасыщенная толщина (рис. 4). Здесь сразу же можно сделать еще один вывод: чем больше эффективная нефтенасыщенная толщина, тем больше возможность придерживаться выработки с  $Q_{np}$ .

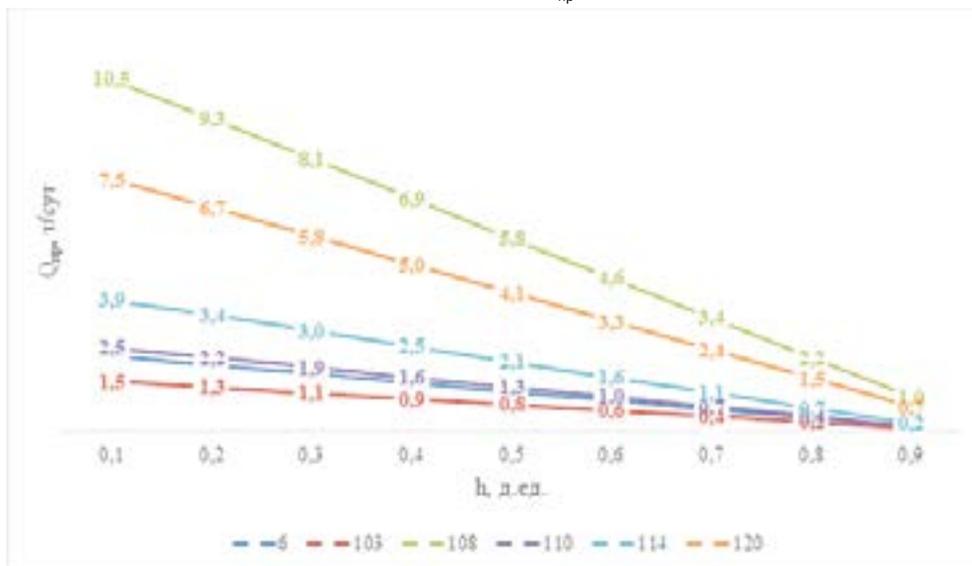


Рисунок 3. График зависимости  $Q_{np}$  от  $\bar{h}$ , по скважинам

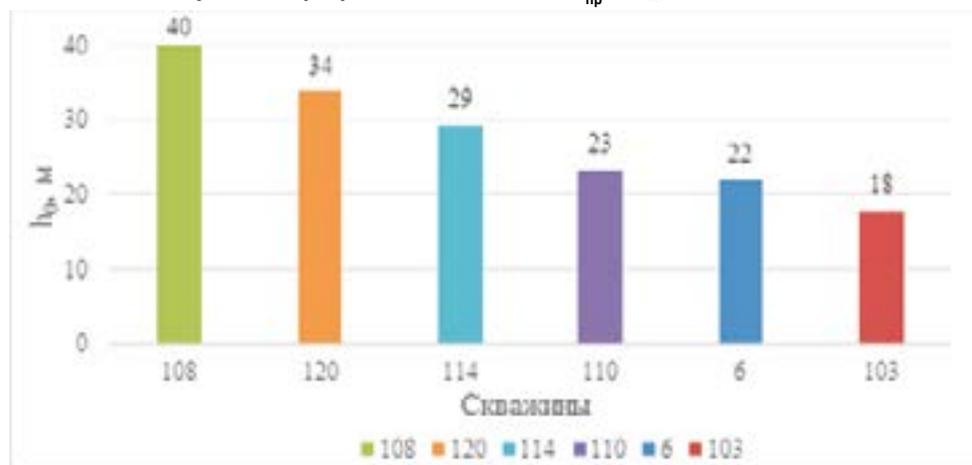


Рисунок 4. Нефтенасыщенная толщина по скважинам

Теперь рассчитаем показатели по годам [4], чтобы посмотреть, какая была бы накопленная добыча у этих скважин, если бы они работали с этими расчетными  $Q_{np}$  (рис. 5). Как видно из рисунка,  $Q_{np}$  по всем скважинам намного ниже их фактического дебита. Например, по скважине № 120

расчетная накопленная добыча при  $Q_{np}$  в 4 раза меньше фактической за тот же период. При этом рассчитано в случае  $\bar{h} = 0,1$ , если рассматривать случаи с  $\bar{h} > 0,1$ , то  $Q_{np}$  будет еще ниже. Такая же картина наблюдается и по остальным скважинам, за исключением скважины

№ 103, которая была переведена под нагнетание. Следовательно, при разработке с  $Q_{np}$  увеличивается срок разработки, что в настоящее время является нерентабельным.

Теперь возникает вопрос: тогда в каких случаях необходимо рассчитывать  $Q_{np}$  и разрабатывать месторождение, придерживаясь этого дебита. Для этого изменим основные параметры входящие в формулу расчета  $Q_{np}$ : проницаемость ( $k$ ) и вязкость ( $\mu_n$ ). Рассмотрим различные варианты, повышая и понижая эти параметры. На рис. 6 приведен итог расчета  $Q_{np}$  при разных проницаемостях и вязкостях, а также учтен  $\bar{h}$ .

На графиках зависимости  $Q_{np}$  от  $\mu_n$  видно, что резкое увеличение  $Q_{np}$  наблюдается при  $\mu_n < 2$  мПа\*с. При  $\mu_n \geq 5$  мПа\*с  $Q_{np}$  не превышает 5 т/сут. Следовательно, чем ниже вязкость, тем выше  $Q_{np}$ , при этом высокие значения  $Q_{np}$  характерны для месторождений с  $\mu_n < 2$  мПа\*с. Также необходимо учитывать  $\bar{h}$ . Увеличение  $\bar{h}$  до 0,9 приводит к снижению  $Q_{np}$  в 10 раз.

На графиках зависимости  $Q_{np}$  от  $k$  видно, что с увеличением проницаемости до 1 Д увеличивается и  $Q_{np}$ , при этом высокие  $Q_{np}$  наблюдаются в скважинах где

самые большие нефтенасыщенные толщины  $h_0$ . Здесь использована вязкость исходная, равная 2,31 мПа\*с. Следовательно, чем выше проницаемость, тем выше  $Q_{np}$ , и увеличение это зависит от нефтенасыщенной толщины в скважине. Также не стоит забывать о  $\bar{h}$ . С увеличением  $\bar{h}$  до 0,9  $Q_{np}$  снижается также в 10 раз. Однако месторождений нефти, в которых коллекторы обладают очень высокой проницаемостью, в Казахстане почти нет. Учитывая что еще  $\bar{h}$  в основном превышает 0,5, то рассчитанные  $Q_{np}$  будут слишком низкими и нерентабельными при длительной разработке.  $Q_{np}$  скважин с  $h_0=40$  м (скважина № 108) составляет 1,4 т/сут, когда фактически скважина, хоть и обводнялась, работала с дебитом нефти более 20 т/сут.

Исходя из всего вышеизложенного, можно выделить следующие критерии, при которых можно применять и при которых эффективнее будет найти другие пути решения проблемы разработки месторождений с подошвенной водой.

Расчет  $Q_{np}$  применим при:

- $k > 0,1$  Д
- $h > 30$  м
- $\mu_n < 3$  мПа\*с
- $\bar{h} < 0,5$

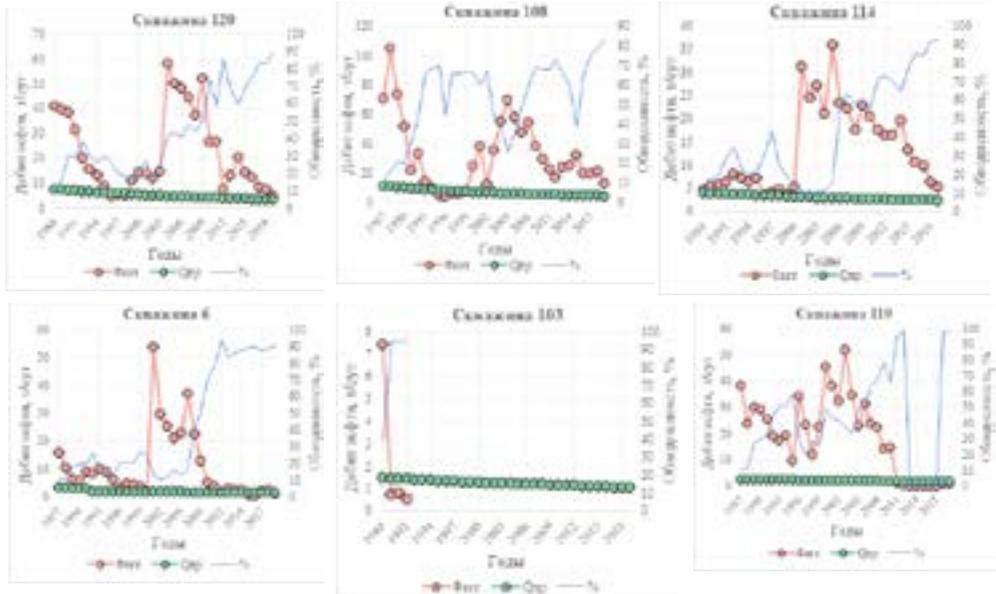


Рисунок 5. Сравнение фактического дебита нефти с расчетным  $Q_{np}$

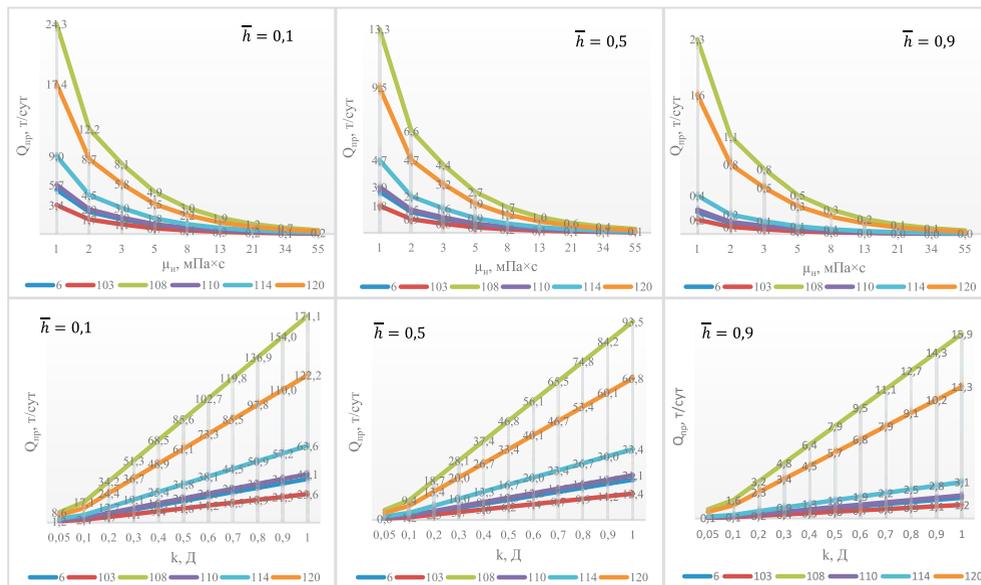


Рисунок 6. График зависимости  $Q_{пр}$  от  $k$  и  $\mu$  по скважинам при  $\bar{h} = 0,1 / 0,5 / 0,9$

Если параметры месторождения не входят в эти критерии, то для этих месторождений наиболее эффективным будет поиск других решений проблемы, таких как проведение геолого-технических мероприятий на скважине.

### Вывод

Месторождения, параметры которых не входят в критерии, приведенные в статье, эффективнее разрабатывать, не придерживаясь предельного безводного дебита, если нет обратного экономического подтверждения.

### Список использованной литературы

1. Телков А.П., Стяжков Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – Изд. Недра, М., 1965, 164 с.
2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – Гостоптехиздат, М., 1963, 397 с.
3. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – Изд. Недра, М., 1979, 169 с.
4. Посевич А.Г., Сидикходжаев Р.К., Джалилов М.М. К расчету динамики оптимального дебита скважин подгазовых нефтяных залежей с подошвенной водой в условиях аномально высоких пластовых давлений. – Узбекский журнал нефти и газа, № 1, 1997, с. 27-30.

### «Б» КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА ШЕКТИ СУСЫЗ ДЕБИТТИ ҚОЛДАНЫЛУЫ

М.А. Сарыбаев, А.Р. Құрбанова

#### Түйіндеме

Табан сумен төселетін кен орындарын игеру қазіргі уақытта да мұнай-газ өнеркәсібіндегі басты мәселелердің бірі болып қалуда. Осы мәселеге көптеген мақалалар арналған, онда осындай кен орындарында сусыз дебитті есептеу әдістемелері ұсынылады. Осы мақалада осындай дебит «Б» кен орнына арналған

есептелген. Сондай-ақ аталған жұмыс шеңберінде қабаттың әртүрлі бастапқы параметрлері кезінде шекті сусыз дебиттің бағалауы жүргізілді, шекті сусыз дебиттің қабаттың салыстырмалы ашылуына, өткізгіштігіне және тұтқырлығына тәуелділігі құрастырылды.

Осы тәуелділіктерге негізделе отырып, оларды сақтау кезінде шекті сусыз дебитті қолдану мүмкін болатын өлшемшарттар іріктелді.

Түйінді сөздер: түбіндегі су, конустың пайда болуы, құдықтарды суару, сусыз өндірудің шекті деңгейі, қалыптасудың салыстырмалы ашылуы, өткізгіштігі, тұтқырлығы, қолдану өлшемдері.

## APPLICABILITY OF LIMITATIVE WATER-FREE PRODUCTION RATE AS CASE OF FIELD “B”

M.A. Sarybayev, A.R. Kurbanova

### Abstract

*Developing a field underlayed by bottom water still remains one of the main issues in petroleum industry. Numerous articles have been devoted to this issue offering methods for calculating the maximum water-free production rate on such fields. The paper shows such production rate calculated for the field “B”. In this paper we also calculated maximum water-free production rate with different initial reservoir parameters and identified the dependence of the maximum water-free production rate from formation exposure, permeability and viscosity. Based on these dependences we selected criteria that allow potential application of maximum water-free production rate.*

*Key words: bottom water, cone formation, watering of wells, maximum water-free production rate, relative opening of the formation, permeability, viscosity, applicability criteria*

### Информация об авторах

**Сарыбаев Мухтар Ахатжанович** – директор департамента разработки месторождений, [sarybayev\\_m@kaznipi.kz](mailto:sarybayev_m@kaznipi.kz)

**Курбанова Асель Рахимовна** – специалист департамента разработки месторождений, [kurbanova\\_a@kaznipi.kz](mailto:kurbanova_a@kaznipi.kz)

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау.

УДК 55-552.08

## ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКА НАСЫЩЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ

Н.С. Шиланов, А.З. Тлеужанов

В настоящий момент практически на всех месторождениях Мангышлака отмечается выработанность запасов и рост обводнённости добываемой продукции. На этой стадии эксплуатации месторождений актуальное значение приобретают вопросы оценки параметров коллекторов, в особенности, анализ текстурно-структурных, фациальных и литолого-петрофизических характеристик коллекторов продуктивных горизонтов месторождения. В работе представлены результаты работы по оценке обводнённости терригенных коллекторов, переинтерпретация материалов геофизических исследований (далее – ГИС), выделение трещинных интервалов и микротрещин.

*Ключевые слова:* месторождение, насыщенность, нефтеотдача, карбонатные отложения.

### Введение

В данной работе приведены основные характеристики исследуемых объектов:

- определение текущей и начальной нефтенасыщенности в новых скважинах в условиях обводнения пластов.
- сопоставление стандартных и специальных исследований ядра с методами ГИС.
- выделение продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях при отсутствии современных методов исследований.

### Оценка обводнённости терригенных коллекторов

#### Постановка задачи:

Определение текущей и начальной нефтенасыщенности в новых скважинах в условиях обводнения пластов.

#### Варианты решения:

Расчет коэффициента текущей нефтенасыщенности ( $\beta_{\text{тек}}$ ) выполняется по удельному электрическому сопротивлению с применением петрофизической связи  $R_n = 1/K_v^n$ .

Величину коэффициента начальной нефтенасыщенности ( $\beta_{\text{нач}}$ ) для частично или полностью обводнённых пластов можно установить тремя способами:

- по аналогии с соседними скважинами, пробуренными ранее;
- по удельному сопротивлению части пласта, не затронутой обводнением;
- путем построения петрофизической связи  $K_p=f(S_{vo})$  по результатам исследований ядра.

На рис. 1 представлена зависимость  $K_p=f(S_{vo})$ , полученная по результатам исследований 100 образцов ядра.

$$\beta_{\text{нач}} = 1 - (0,4422 * K_p - 1,1957);$$

После вычисления коэффициентов текущей и начальной нефтенасыщенности, определяем текущий коэффициент вытеснения нефти используя следующее выражение:

$$\beta_{\text{выт\_тек}} = (\beta_{\text{нач}} - \beta_{\text{тек}}) / \beta_{\text{нач}}$$

где

$\beta_{\text{тек}}$  и  $\beta_{\text{нач}}$  – текущая и начальная нефтенасыщенность.

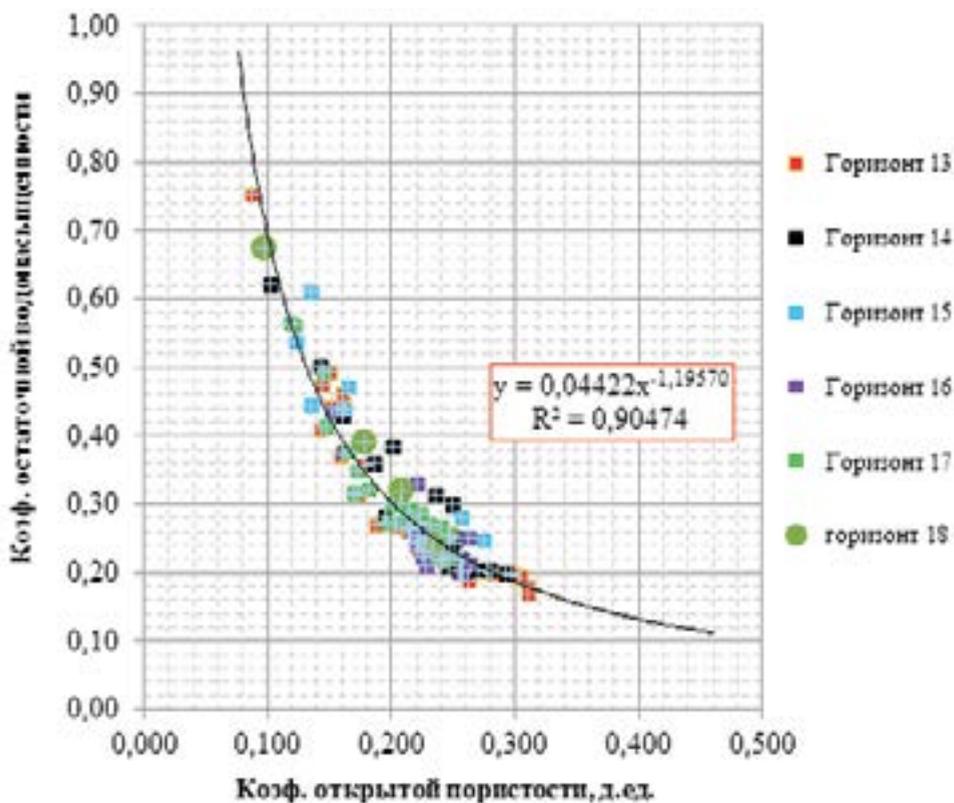


Рисунок 1. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости

Результаты: по обводненным пластам скважины N  
 Значения коэффициента вытеснения представлены в табл. 1 и на рис. 2.

Таблица 1. Значения  $\beta_{\text{выт}}$  в обводненных пластах

Кровля	Подошва	Нэфф.	Кп.	$\beta_{\text{нач}}$	$\beta_{\text{тек}}$	$\beta_{\text{выт\_тек}}$
м	м	м	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.
1137,1	1138,4	1,3	0,22	0,74	0,52	0,22
1143,7	1144,6	0,9	0,18	0,68	0,26	0,42
1150,9	1153,5	2,6	0,22	0,74	0,62	0,12
1157,9	1162,2	4,3	0,24	0,77	0,77	0,00
1162,2	1166,4	4,2	0,22	0,74	0,52	0,22
1167,2	1169,1	1,9	0,21	0,73	0,52	0,21
1169,5	1172,9	3,4	0,24	0,76	0,63	0,13
1172,9	1174,2	1,3	0,21	0,75	0,45	0,30
1174,7	1175,6	0,9	0,24	0,75	0,45	0,30

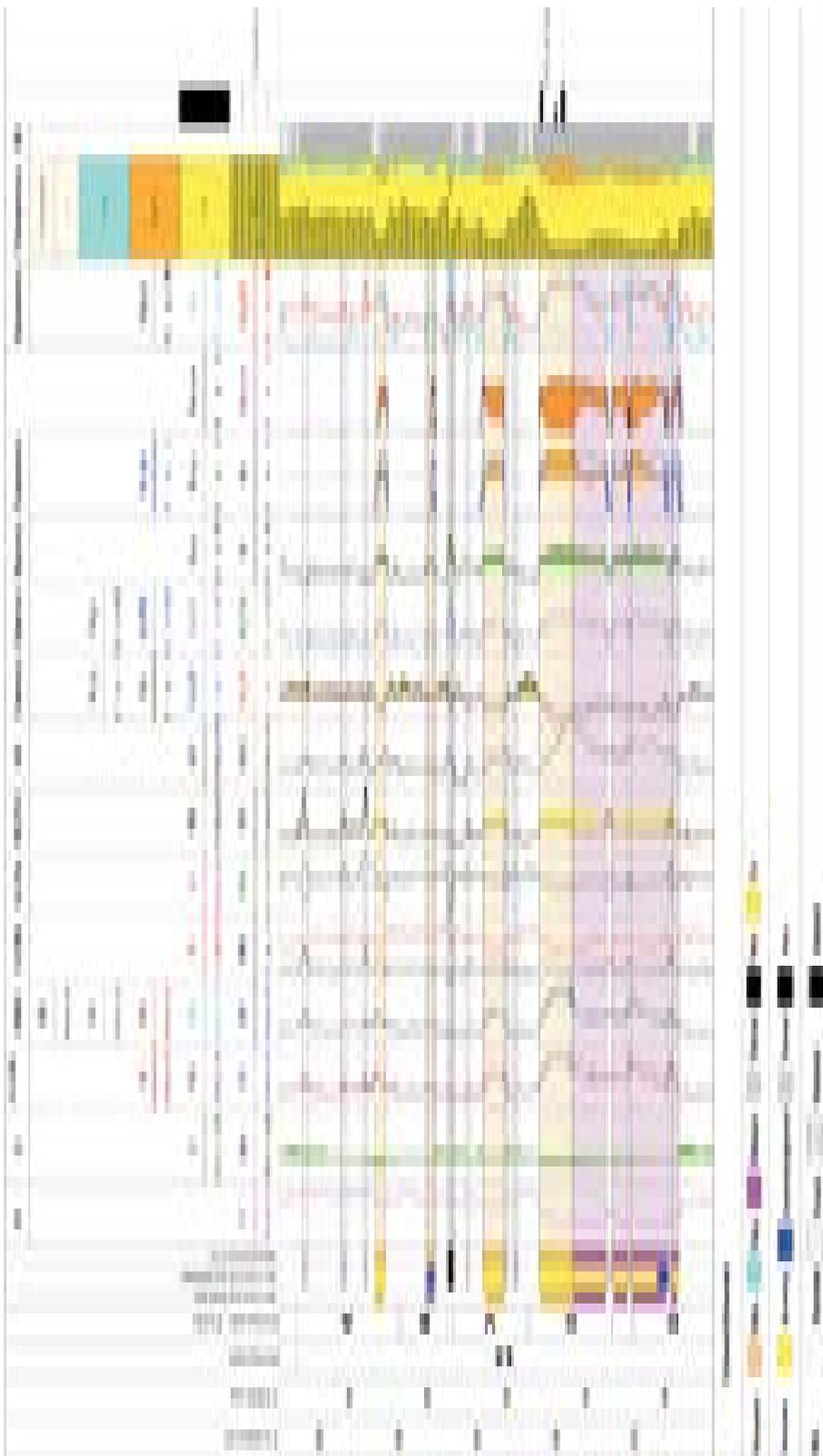


Рисунок 2. Результаты интерпретации ГИС

Таким образом, данные исследования позволили определить процент обводнённости коллекторов. В интервале 1150,9 – 1162,2 м продуктивные пласты обводнены до 12%. Следовательно, этот интервал рекомендуется для проведения прострелочно-взрывных работ (далее – ПВР). После обводнения коллектора, необходимо выполнить ПВР в интервале 1162,2–1172,9 м, далее в интервале 1137,1-1144,6 м для наиболее полного вытеснения нефти из частично обводненных пластов.

*Перспективная задача:*

Отбор проб во всех новых скважинах с целью определения компонентного состава воды для достоверной оценки текущей нефтенасыщенности. Построение карты минерализации по площади и горизонтам.

**Выделение продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях**

*Постановка задачи:*

Выделение продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях при отсутствии современных методов исследований (FMI, DSI, NMR и т.д.)

*Варианты решения:*

Сопоставление макроскопического описания керна с методами ГИС.

*Результаты:*

На рис. 3 и 4 представлена фотография полноразмерного керна и геофизического планшета. По результатам сопоставления получены критерии для выделения туфогенных интервалов, выполненных кальцитом трещин и стилолитовых швов, а также открытых трещин:

– туфогенные интервалы выделяются по аномально высоким значениям гам-

ма-каротажа;

– трещины, выполненные кальцитом, выделяются по высоким значениям электрических методов и низким значениям гамма-каротажа;

– стилолитовые швы выделяются по аномально высоким значениям электрических методов и небольшому повышению гамма-каротажа.

Открытые микротрещинные коллекторы выделяются по низким значениям сопротивления по индукционному или микробоковому каротажу за счет проникновения бурового раствора.

*Перспективная задача:*

Переинтерпретация материалов ГИС и проведение прострелочно-взрывных работ по всем скважинам.

**Выводы**

В данной работе были рассмотрены геологические разрезы терригенных и карбонатных отложений.

Предложены методики определения начальной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований в открытом стволе в новых скважинах, а также выделения продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях при отсутствии современных методов исследований.

Рекомендуется проведение исследований по отбору проб во всех новых скважинах с целью определения компонентного состава воды для достоверной оценки текущей нефтенасыщенности, построения карты минерализации по площади и горизонтам, переинтерпретации материалов ГИС и проведения прострелочно-взрывных работ для наиболее полного извлечения нефти.

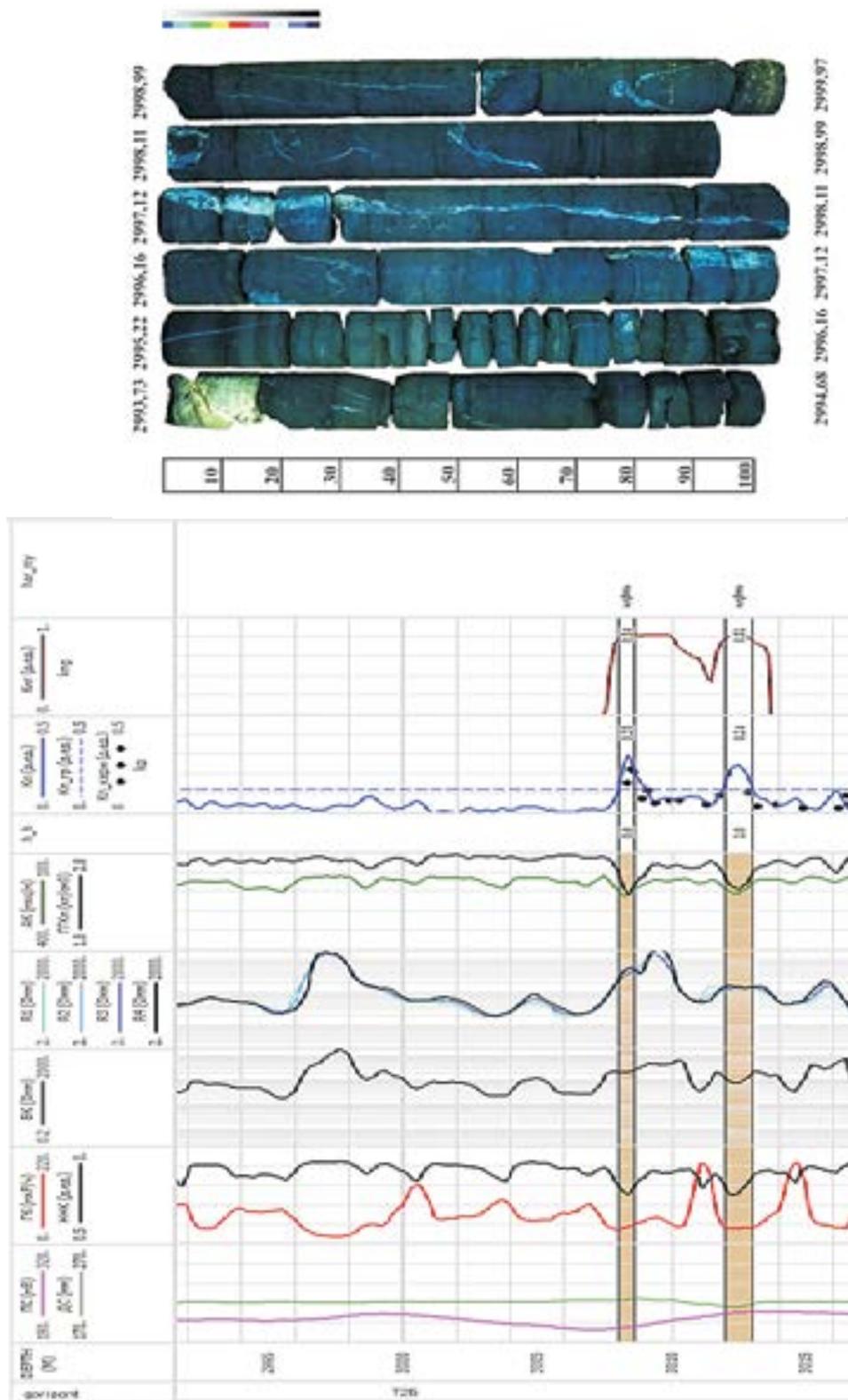


Рисунок 3. Выделение тупогенных и трещинных интервалов



---

## Список использованной литературы

1. Шиланов Н.С., Хибасов Б.Б., Байтенов К.С. Особенности интерпретации материалов каротажа по новым скважинам. – Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР «Proceedings», Баку, №3, 2011, с. 16-19.
2. Шиланов Н.С. Оценка продуктивности сложнопостроенных коллекторов Южного Мангышлака. – «Азербайджанское нефтяное хозяйство» ГНКАР, Баку, 2017, № 9, с.56-58
3. Шиланов Н.С., Баспаев Е.Т. Подбор кислотных составов для увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Южного Мангышлака. – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ», Москва, № 8, 2017, с. 37-45.

## РЕЗЕРВУАРЛАРДЫ ОҚШАУЛАУ ЖӘНЕ СУ ҚОЙМАЛАРЫНДАҒЫ ҚАНЫҚТЫЛЫҚТЫ БАҒАЛАУ

Н.С. Шиланов, А.З. Тлеужанов

*Түйіндеме*

*Қазіргі уақытта Маңғышлақ кен орындарының барлығында дерлік қорлар таусылған және өндірілген өнімнің судың азаюы байқалады, кен орындарын пайдаланудың осы кезеңінде резервуар параметрлерін бағалау мәселесі өзекті болып отыр. Мұның себебі - кен орнының өнімді горизонттарының текстуралық-құрылымдық, литологиялық-петрофизикалық ерекшеліктері.*

*Болашақта мұнайдың қазіргі қанығуын сенімді бағалау үшін судың құрамдық құрамын анықтау үшін барлық жаңа ұңғымаларда сынамалар алу жоспарлануда. Аймағы мен горизонты бойынша минералдану картасын құру және ұңғымаларға каротаж материалдарын қайта түсіндіру, барлық ұңғымаларға перфорация және жару жұмыстарын жүргізу.*

*Түйінді сөздер: кен орны, қанаттық, мұнайды қалыптастыру, карбонатты төмендер.*

## ISOLATION OF RESERVOIRS AND ASSESSMENT OF SATURATION IN CASES OF WATER ENCROACHMENT

N.S. Shilanov, A.Z. Tleuzhanov

*Abstract*

*At the moment, almost all Mangyshlak fields have depleted reserves and an increase in water cut in the product, at this stage of field development, the problem of estimating reservoir parameters is becoming relevant. The reasons are the texture-structural, facies and lithological-petrophysical features of reservoirs of productive horizons of the field.*

*In the future, it is planned to take samples in all new wells in order to determine the component composition of water for a reliable assessment of the current oil saturation, as well as constructing a mineralization map by area and horizons and reinterpreting well logging materials, conducting perforating and blasting operations for all wells.*

*Key words: field, saturation, oil recovery, carbonate sediments.*

## Информация об авторах

1. Шиланов Нуржан Сисенбаевич – заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям, [Shilanov\\_N@kaznipi.kz](mailto:Shilanov_N@kaznipi.kz)

2. Тлеужанов Алмас Зейданович – ведущий инженер Департамента геофизики, [Tleuzhanov\\_A@kaznipi.kz](mailto:Tleuzhanov_A@kaznipi.kz).

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау.

УДК 622.276.6

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

**М.С. Сагындииков, Р.М. Агleshов, Н.Б. Салиев, Ш.С. Пангереева, Фен Юкуй**

*В данной статье проведена технико-экономическая оценка эффективности применения технологии полимерного заводнения на месторождении «К». Представленное месторождение характеризуется высокой вязкостью пластовой нефти, обводненностью и динамической неоднородностью пласта. Мировой опыт применения полимерного заводнения (далее – ПЗ) на месторождениях-аналогах показывает высокую технологическую эффективность. Результаты экспериментальных исследований и гидродинамического моделирования процесса полимерного заводнения показывают высокую технико-экономическую эффективность и дают основание к опытно-промысловому испытанию.*

*Ключевые слова: полимерное заводнение, высокая вязкость, неоднородность пласта, фильтрационные исследования, повышение нефтеотдачи, моделирование.*

Традиционные методы повышения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти нацелены на снижение ее вязкости и повышение подвижности за счет нагнетания тепла в пласт. В некоторых случаях тепловые методы не дают хорошего результата, например, для тонкослоистых или глубокозалегающих пластов. В настоящее время для повышения эффективности процесса разработки нефтяных месторождений наиболее часто используют химические методы воздействия на пласт. Одним из них является полимерное заводнение пластов. Ранее считалось, что полимерное заводнение ограничено применением только для месторождений с легкой нефтью или со средней вязкой нефтью, а на месторождениях, характеризующихся высоковязкой нефтью, строго применялись термические методы нефтеотдачи. Однако в последнее время в мировой практике данное положение уже не соблюдается в связи с успешным применением полимерного заводнения на месторождениях высоковязкой нефти, где термические методы не представляются выполнимыми. По мере

накопления новых знаний о процессе, разработке новых полимерных составов, переоценке рациональности параметров полимерного заводнения данная технология становится экономически рентабельной при извлечении из пластов нефти вязкостью, превышающей 100 мПа\*с. В данной статье приведены результаты анализа опыта применения технологии на месторождениях-аналогах, физико-химических исследований полимеров, фильтрационных исследований на насыпных моделях, гидродинамического моделирования процесса разработки полимерного заводнения и ожидаемой экономической эффективности внедрения технологии применительно к условиям месторождения «К» с высокой вязкостью пластовой нефти.

### **Опыт применения на месторождениях аналогах**

Для сравнения результатов реализации технологии на месторождениях-аналогах основные технологические параметры были сведены в табл. 1 [1-9].

Таблица 1. Технологические параметры наиболее известных работ по применению ПЗ [1-9]

Место-рождение	Страна	Статус ПЗ	Глубина, м	$H_n, ^\circ\text{C}$	$H_{эфф}, \text{м}$	$K_{пор}, \%$	$K_{пр}, \text{мД}$	Кнг, %	Нач. Р <sub>пр</sub> , бар	Плотность нефти, API	Вязкость нефти (пл. усл), сПз	Объем закачки, PV
Пеликан Лейк (Pelican Lake)	Канада	Все месторождения	300-450	12-17	1-9	28-32	300-5000	60-85	18-26	12-14	800-10000	> 0,35
Муней (Muney)	Канада	ОПИ*	875-925	29	3-5	26	100-10000	65	58	12-19	100-250	> 0,55
Сил (Seal)	Канада	Расширенные ОПИ	610	20	8,5	27-33	300-5800	65-80	51,5	10-12	3000-7000	0,1
Тамбареджо (Tambaredjo)	Суринам	ОПИ	300	36	5	33	44-12000	71-75			400-600	> 0,24
Мармул (Margul)	Оман	Все месторождения	900	46	20	25-30	100-2000	82	80	22		0,63
Бодо (Bodo)	Канада	ОПИ	770	25	3,2	27-33	1000	74	68	14	400	
Suffed Saen	Канада	ОПИ	950	21	2-9	26,5	500-2000		104,4	17	70-100	
El Corcobo	Аргентина	ОПИ	650	38	0,5-18	27-33	500-4000		32,4	18	160-300	
SZ36-1, Бохай Бэй (Bohai bay)	Китай	ОПИ	1300-1600	65	61,5	28-35	2600		143	11,4-19	13-380	> 0,067
JZW, Бохай Бэй (Bohai bay)	Китай	ОПИ	1700	57	20	22-36	10-5000			17-22	10-30	> 0,18
Diademta	Аргентина	Расширенные ОПИ	1020	50	4-12	30	10-5000			20	100	0,8
«К»		Проект	300-400	26	8-20	33	510-1500	60-75	38-48	19	378-541	0,4

\* ОПИ – опытно-промышленные испытания

В данной статье приведен, по мнению авторов, самый яркий пример применения технологии полимерного заводнения на месторождении с высокой вязкостью пластовой нефти. Месторождение Пеликан Лейк (Pelican Lake), схожее с месторождением «К» по геолого-физическим параметрам (рис. 1), расположено в

250 км севернее от Эдмонта, Альберта, Канада. Разработка была начата в 1980 г. Месторождение занимает площадь в 177 000 га и является частью значительной большей залежи нефти Wabasca. Геологические запасы оценены в 6,4 млрд баррелей и коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) составляет в пределах 5-10% [2].

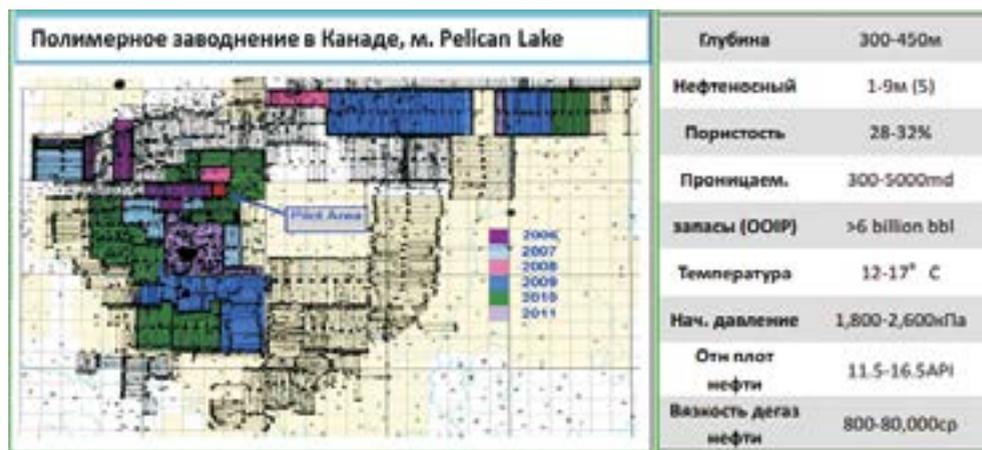


Рисунок 1. Карта и геолого-физическая характеристика месторождения Пеликан Лейк [1]

В качестве режима разработки используется режим растворенного газа, однако начальное пластовое давление низкое, и в нефти содержится очень мало растворенного газа. К тому же из-за высокой вязкости нефти первые вертикальные скважины, пробуренные в 1980-1981 гг., были нерентабельными с дебитом ниже 30 баррелей в сутки, характеризующимися интенсивным падением до 10 баррелей в сутки. Применение тепловых методов не смогло улучшить нефтеотдачу из-за потери тепла в таких малых по толщине залежах. Внедрение горизонтального бурения скважин дало немного лучшие результаты в добыче нефти путем увеличения охвата по площади. Однако конечный КИН все равно был ниже 10% и наблюдалась острая необходимость в дополнительных методах повышения нефтеотдачи.

Невзирая на высокую вязкость неф-

ти, условия и характеристики месторождения были идеальными для применения полимерного заводнения, в частности, невысокие температуры пласта, низкая минерализация вод, отсутствие активной воды (аквифер) и высокие значения проницаемости.

Первое ОПИ по полимерному заводнению было начато в 1996 году в ячейке с одной нагнетательной скважиной и двумя реагирующими добывающими скважинами. Данное ОПИ оказалось unsuccessful в связи с недостижением плановой вязкости (100-200 мПа\*с). К тому же вода аквифера на данном участке содержала большое количество ионов  $Fe^{2+}$ . В связи с этим была начата предварительная аэрация раствора с целью окисления  $Fe^{2+}$  в  $Fe^{3+}$  в форме  $Fe(OH)_3$ . Несмотря на это, закачка сильно снизилась из-за кольматации неправильно установленного фильтра, и ОПИ было остановлено.

Второе ОПИ было начато в мае 2005 года с плановой начальной вязкостью раствора 20 мПа\*с с последующим снижением до 13 мПа\*с. После анализа результатов первого ОПИ и лабораторных исследований было установлено, что отсутствует необходимость высоких значений вязкости полимерного раствора для улучшения коэффициента подвижности. Во избежание коагуляции также было решено уменьшить молекулярный вес полимера до  $12,5 \cdot 10^6$  а.е.м. В качестве

участка для ОПИ была выбрана ячейка из 5 горизонтальных скважин с горизонтальным стволом в 1400 м и межскважинным расстоянием 175 м. Реагирование добывающих скважин на закачку наблюдалось в феврале, апреле и сентябре 2006 года по каждой из трех скважин. В первой скважине дебит нефти увеличился с 18 бар/сут до 232 бар/сут, с 9 бар/сут до 364 бар/сут в центральной скважине и с 16 бар/сут до 139 бар/сут в последней скважине (рис. 2).

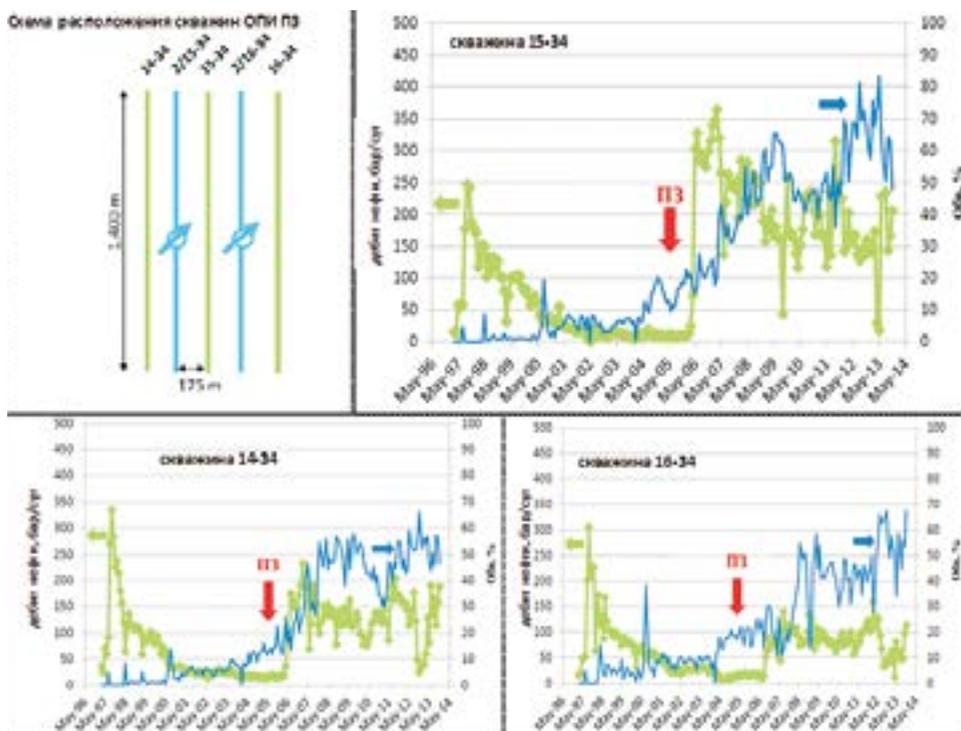


Рисунок 2. Схема реализации ОПИ ПЗ и динамика добычи по скважинам [2]

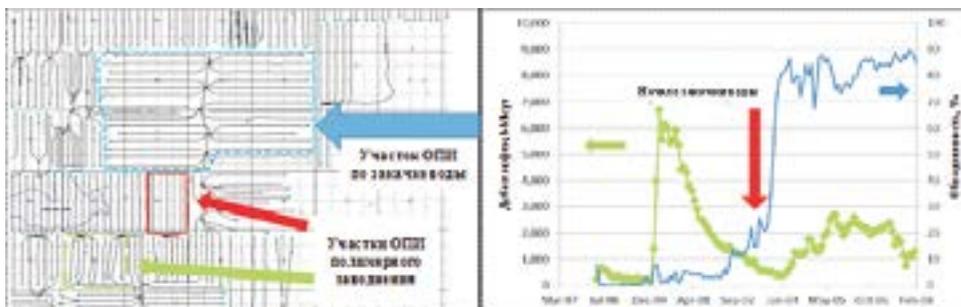


Рисунок 3. Схема реализации ОПИ по закачке воды и динамика добычи по участку [2]

Основным показателем успешности применения ПЗ являются относительно низкие темпы роста обводненности для всех трех скважин по сравнению с соседним участком ОПИ с обычным заводнением (рис. 3). Накопленная закачка составляет 0,3 д. ед. порового объема (PV), конечный прогнозный КИН достигает 25%. По результатам успешного проведения ОПИ было решено расширить участок воздействия и начать ПЗ по новым участкам.

На Пеликан Лейк также было проведено ОПИ с целью определения эффективности ПЗ с самого начала разработки вместо обычного заводнения и режима растворенного газа и установления изменчивости эффекта от ПЗ с еще более высоковязкой нефтью. По результатам было установлено, что использование ПЗ в качестве первичного метода нефтеизвлечения увеличивает продолжительность стабильной добычи нефти и улучшает нефтеотдачу в целом. Применение ПЗ по участкам с еще более высоковязкой нефтью показало что эффективность снижается с увеличением вязкости нефти, тем не менее, нефтеотдача возрастает по сравнению с традиционным заводнением.

По результатам успешного проведения нескольких ОПИ на месторождении Пеликан Лейк эффективность полимерного заводнения была также доказана для нефти с вязкостью до 10000 сПз. Результативность ПЗ участка с вязкостью нефти от 1000 сПз до 2000 сПз улучшается и характеризуется слабыми темпами увеличения обводненности. С увеличением вязкости данный эффект снижается, но в конечном итоге, достигается значительный прирост в нефтеотдаче. В случае, когда ПЗ используется в качестве первичного метода нефтеизвлечения с самого начала разработки, эффективность ПЗ достигает максимального значения и сопровождается продолжительным и стабильным отбором по нефти.

#### Экспериментальные исследования

Эффективность технологии полимерного заводнения в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Подбор реагентов должен осуществляться с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения (рис. 4).

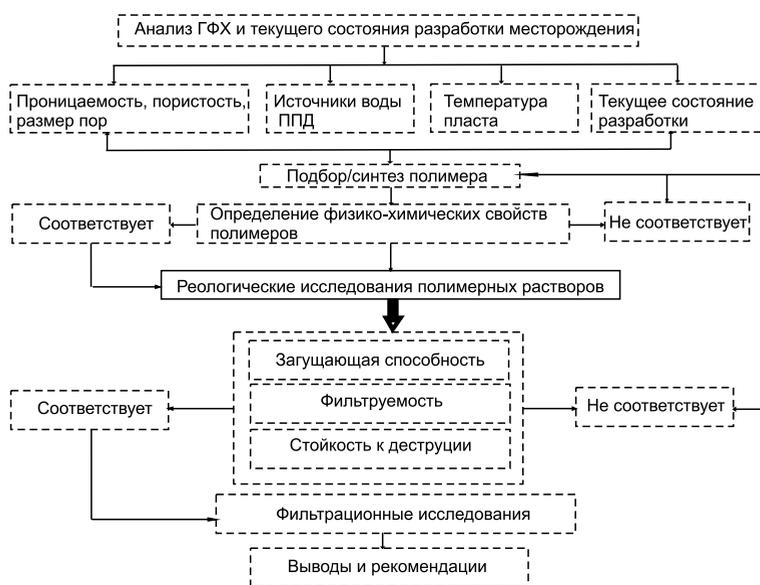


Рисунок 4. Блок-схема разработки полимера под конкретные условия месторождения

Одним из перспективных типов полимеров для условий высоковязких месторождений являются ассоциативные полимеры. Данные полимеры имеют в своей структуре гидрофильные и гидрофобные звенья макромолекул и состоят из длинной гидрофильной цепочки с небольшим количеством гидрофобных групп, расположенных вдоль основной цепи или на ее концах. Ассоциативные полимеры обладают высокой загущающей способностью в водах различной минерализации, и данный факт является преимуществом ассоциативных полимеров над гидролизованной полиакриламидами. Еще одним достоинством ассоциативных полимеров является их повышенная стойкость к механической деструкции вследствие более жесткой структуры макромолекул (рис. 5).

Авторами предлагается испытать технологию полимерного заводнения с комбинацией выравнивания профиля приемистости глубоко в пласте. Для этого необходимо подобрать два вида полимеров, один - для вытеснения (ПЗ), другой - для выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП).

При подборе полимера для условий конкретного месторождения необходимо учитывать (рис. 4):

- физико-химические свойства пластовых и закачиваемых вод;
- температуру пласта;
- проницаемость и пористость пласта;
- размер пор;
- неоднородность пласта;
- минералогический состав пород-коллекторов.

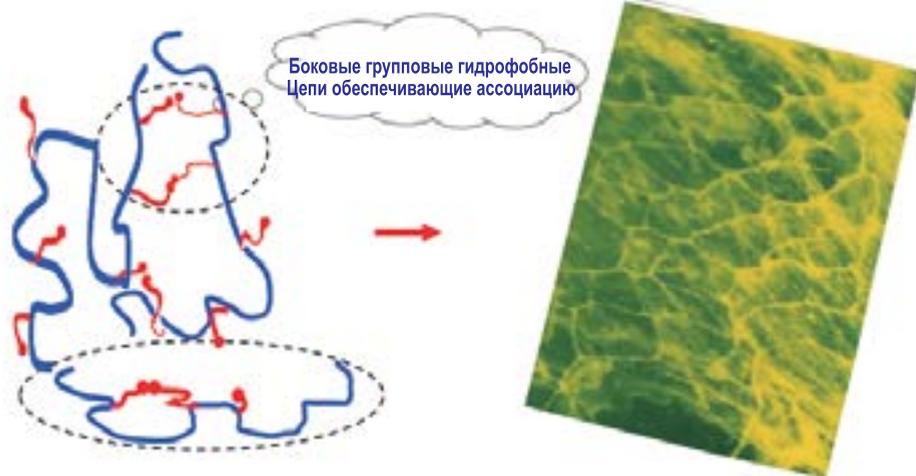


Рисунок 5. Молекулярная структура ассоциативных полимеров

#### Источник воды для поддержания пластового давления (далее – ППД)

Для заводнения на месторождении «К» используется собственная пластовая вода (табл. 2), исследуемая вода по типу

Сулина относится к хлоркальциевым, с суммарной минерализацией 26 г/л (при плотности – 1,018 г/см<sup>3</sup>), с преимущественным содержанием хлорид-ионов (15,7 г/л), с рН воды – 7,1.

**Таблица 2. Результаты физико-химического анализа  
сточной воды для ППД месторождения «К»**

Показатель	Результаты
рН среды	7,1
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,018
Содержание кальция (Ca <sup>2+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	1 202,4
Содержание магния (Mg <sup>2+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	608,0
Содержание суммы калия и натрия (K <sup>+</sup> , Na <sup>+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	7 894,8
Содержание хлоридов (Cl <sup>-</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	15 714,6
Содержание сульфатов (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	Не обнаружено
Содержание гидрокарбонатов (HCO <sub>3</sub> <sup>-1</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	561,2
Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	26 008,0
Тип по Сулину	Cl-Ca
Общая жесткость воды, мг-экв/дм <sup>3</sup>	110,0
Общее содержание железа (Fe <sup>2+</sup> , Fe <sup>3+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	50,4

Пластовая температура месторождения «К» в зонах закачки воды не превышает 30°C. Температурный режим пласта благоприятен для полимерного заводнения.

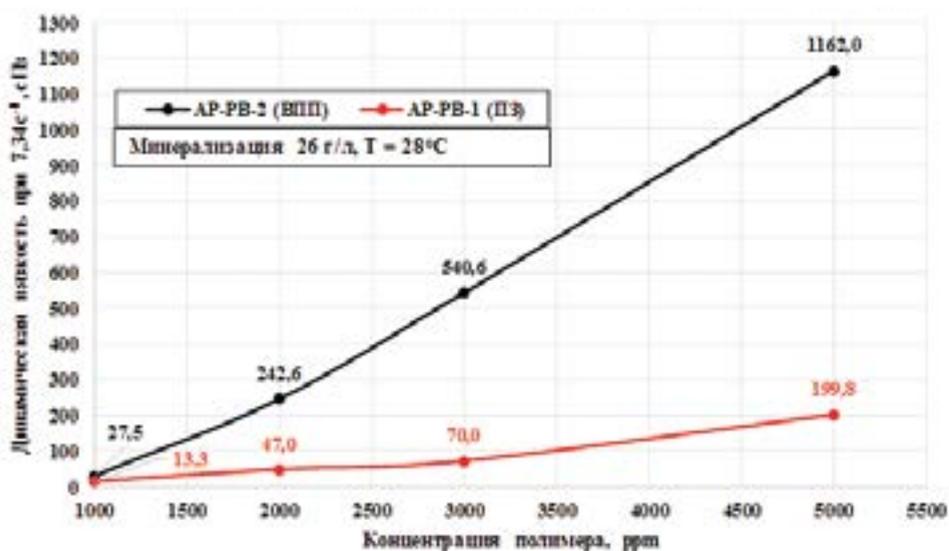
Проницаемость, пористость, размер пор коллектора являются взаимосвязанными факторами, их величины влияют на выбор молекулярной массы и размера полимера. Молекулярная масса полимера снижается при возрастании минерализации воды, при этом увеличивается ограничение по проницаемости. Молекулярная масса полимера подбирается согласно диапазона размеров поровых каналов. Существующие на сегодня виды полимеров для призабойной зоны пласта имеют ограничение по проницаемости не менее 50 мД и приемистости не менее 50 м<sup>3</sup>/сут. Проницаемость продуктивных горизонтов месторождения (по керну, ГИС, ГДИС) варьируется в широких пределах от единиц до нескольких тысяч мД. В зонах водозакачки приемистость составляет в среднем 50 м<sup>3</sup>/сут при ограничении штуцером и потенциально может принимать значения более 200 м<sup>3</sup>/сут и выше.

Существующие диапазоны проницаемостей и режимов нагнетательных скважин являются благоприятными для полимерного заводнения.

Для оценки эффективности полимерного заводнения в данной работе испытывались два вида полимеров: 1) для вытеснения нефти (ПЗ) – АР-РВ-1 с молекулярной массой 7,39 млн. а.е.м.; 2) для выравнивания профиля (ВПП) – АР-РВ-2 с молекулярной массой 15,15 млн. а.е.м. В экспериментах использовалась реальная пластовая вода, очищенная от нефтепродуктов, механических примесей и ионов железа (табл. 3). Динамическая вязкость растворов замерялась на автоматическом высокоточном вискозиметре Anton-Paar в диапазонах скоростей сдвига 0-100 с и температуры 40°C. Замер реологических свойств каждой пробы повторялся дважды и усреднялся при условии минимальных расхождений, в противном случае замер повторялся. Все пробы полимерного раствора готовили в атмосферных условиях. Результаты физико-химических анализов и реологических исследований представлены в табл. 3-5 и на рис. 6.

**Таблица 3. Физико-химический анализ полимеров АР-РВ-1, АР-РВ-2**

Параметр	АР-РВ-1		АР-РВ-2	
	Факт	Норма по паспорту	Факт	Норма по паспорту
Молекулярная масса, млн. а.е.м.	7,39	-	15,15	-
Содержание основного вещества, %	92,51	90	90,31	90
Степень гидролиза, %	20,6	15-25	16,96	15-25
Характеристическая вязкость, дл/г	12,6	10-30	22,3	10-25
Нерастворимый остаток, %	0,88	< 1	0,31	< 1
Фильтруемость, ед	0,6	≤ 1,5	1,04	≤ 1,5
Время растворения, час	3	3	3	3
Соответствие требованиям	соответствует		соответствует	



**Рисунок 6. Сравнение вязкостных характеристик полимеров АР-РВ-1, АР-РВ-2**

**Таблица 4. Вязкость полимеров при различных концентрациях**

Концентрация полимера, ppm	Динамическая вязкость при 7,34 с <sup>-1</sup> , сПз	
	АР-РВ-2 (ВПП)	АР-РВ-1 (ПЗ)
1000	27,5	13,3
2000	242,6	47,0
3000	540,6	70,0
5000	1162,0	199,8

**Таблица 5. Результаты определения стойкости к старению полимеров в течение 14 суток**

Полимер	Стойкость к старению, %		
	0 суток	7 суток	14 суток
АР-РВ-1 (ПЗ)	100%	99%	93%
АР-РВ-2 (ВПП)	100%	97%	97%

Как следует из представленных данных таблиц и рисунков, ассоциативные полимеры обладают высокой загущающей способностью, хорошей фильтруемостью, отличной растворимостью, а также высокой стойкостью к старению при пластовых условиях месторождения «К».

В данной работе проведена серия фильтрационных исследований по оценке эффективности фильтрации в низкопроницаемой части пласта, коэффициенту блокирования высокопроницаемой части пласта, довытеснения остаточной нефти

после заводнения. В качестве модели пласта использовались насыпные модели со слоисто-неоднородной проницаемостью, которые характерны для месторождения «К». Размер модели 4,5\*4,5\*30 см, проницаемость по слоям 100 / 500 / 1200 мД, толщина по слоям 0,75 / 3,15 / 0,6 см (рис. 7). Вязкость модельной пластовой нефти составила 881,7 сПз, в качестве модельной нефти использовалась комбинация нефти и дизеля, температура составила 28°C. На рис. 8-10 и в табл. 6-10 представлены результаты исследований.

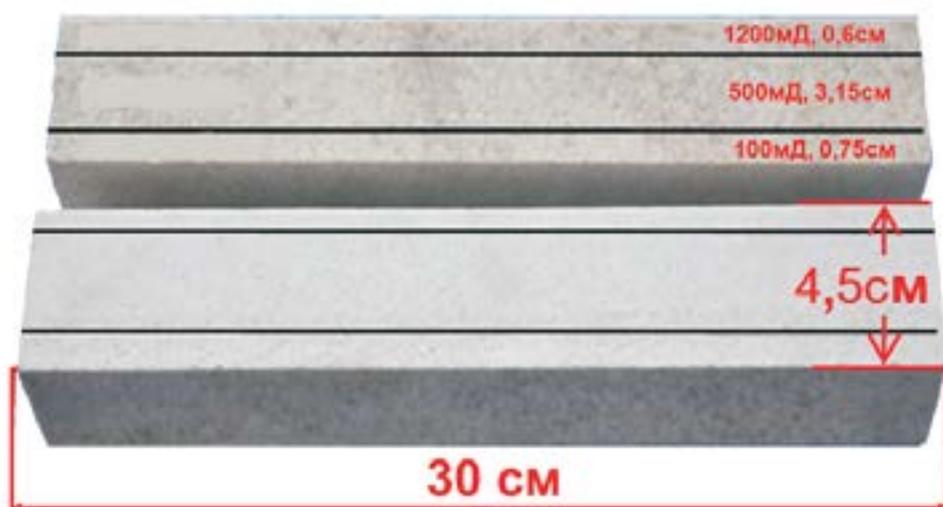
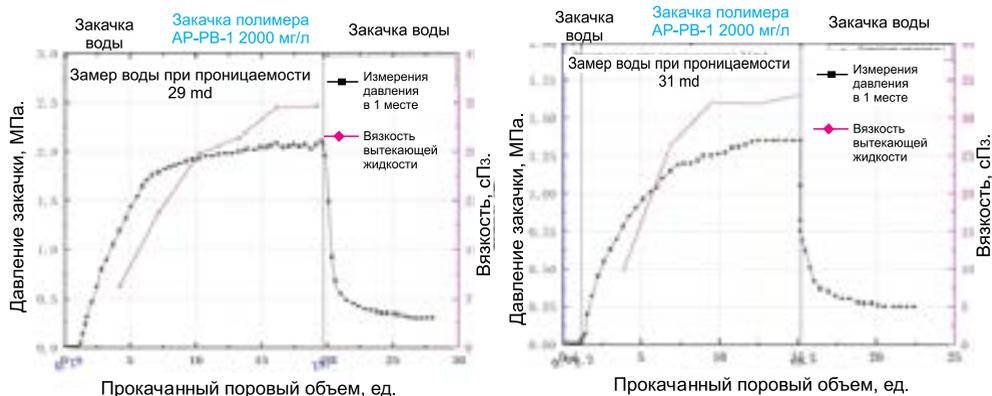


Рисунок 7. Искусственная неоднородная трехслойная модель пласта месторождения «К»

Таблица 6. Результаты теста на закачиваемость полимерного раствора AP-PB-1 на керне

Концентрация полимера, мг/л	Проницаемость, мД		Пористость, %	Вязкость полимера, сПз		Давление стабилизации закачки, МПа	Коэффициент, ед.	
	по газу	по воде		на входе	на выходе		сопротивления	остаточного сопротивления
2000	200	29	16,2	47	34,5	2,07	213,32	31,53
2000	200	31	16,12	47	33,1	1,35	150,53	27,88



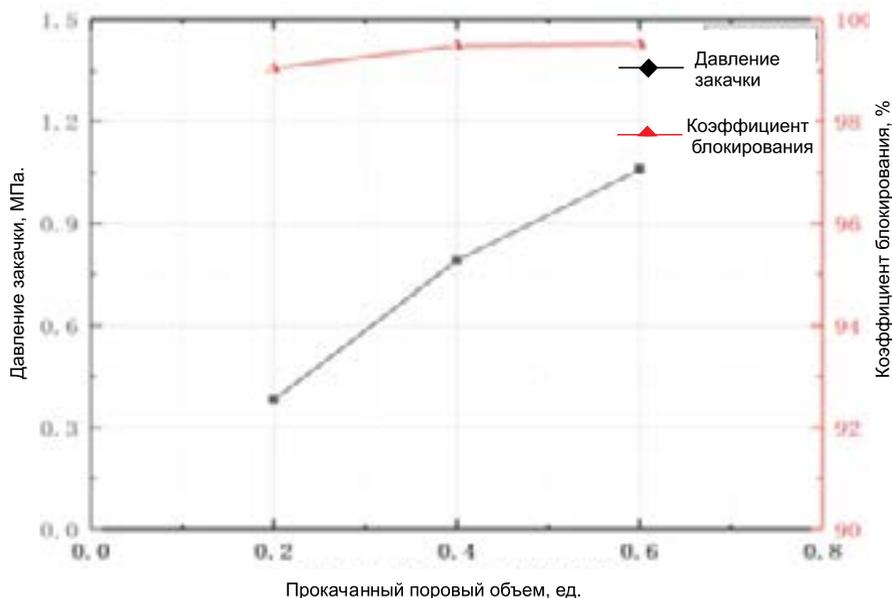
**Рисунок 8. Тест на закачиваемость полимера AP-PB-1 2000 мг/л на керне 200 мД**

Как следует из представленных значений таблиц и рисунков, в данных экспериментах подтверждается положительная способность полимерного раствора к

фильтруемости (продвижению) в породе. Это видно по градиенту давления закачки и его стабилизации через 7-10 поровых объемов прокачки раствора.

**Таблица 7. Исследования блокирующей способности раствора полимера AP-PB-2**

Проницаемость образца, мД	Прокачанный объем пор, д.ед	Давление закачки, МПа	Проницаемость после, мД	Коэффициент блокирования, %
370,2	0,2	0,379	3,5	99,05
352,9	0,4	0,79	1,8	99,49
419,2	0,6	1,06	2	99,52



**Рисунок 9. Исследования блокирующей способности раствора полимера AP-PB-2**

Как следует из представленных данных, раствор полимера AP-PB-2 проявляет отличные способности блокирования высокопроницаемых каналов, в среднем, при прокачке от 0,2 до 0,6 д. ед. порового объема коэффициент блокирования составляет более 99%.

Фильтрационные исследования по вытеснению нефти выполнялись в три этапа:

1. Испытания по довытеснению нефти полимерным раствором различных концентраций после прокачки 2 поровых объемов воды, с целью определения оптимального соотношения подвижности вытесняемой и вытесняющей фаз и оптимизации концентрации (вязкости) отороч-

ки полимера.

2. При одинаковых концентрациях полимерного раствора согласно этапу 1, после прокачки 2 поровых объемов воды, прокачки полимерного раствора с различными объемами оторочки, с целью оптимизации объема оторочки.

3. Модификация дизайна оторочек с комплексным эффектом ПЗ + ВПП – прокачка различных вариантов оторочки и концентрации полимера (ВПП) при полимерном воздействии, учитывающем этапы 1 и 2.

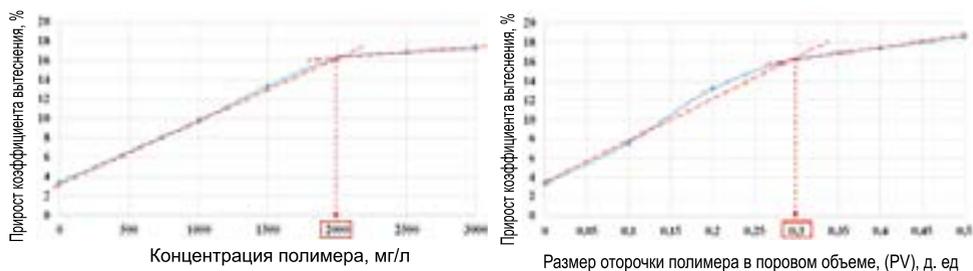
Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 8-10 и на рис. 10.

**Таблица 8. Результаты фильтрационных исследований 1 этапа**

Концентрация мг/л	Вязкость, сПз	№ обр.	Проницае- мость по воде, мД	Порис- тость, %	Снач, %	Коэффициент вытеснения, %		
						до	после	прирост
0	1	6	213	15,46	59,77	26,79	30,19	3,4
1000	12	7	209	14,54	60,1	28	37,8	9,8
1500	23	2	205	14,76	60,36	27,65	40,98	13,33
2000	35	3	218	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
2500	48	1	212	15	60,4	27,25	44,15	16,9
3000	64	5	201	14,22	59,81	27,76	45,1	17,34

**Таблица 9. Результаты фильтрационных исследований 2 этапа**

Размер оторочки полимера, PV	№ образца	Прони- цаемость по воде, мД	Порис- тость, %	Снач н, %	Коэффициент вытеснения, %		
					до	после	прирост
0	6	213	15,46	59,77	26,79	30,19	3,4
0,1	8	198	14,7	59,86	27,6	35,2	7,6
0,2	9	197	14,13	59,78	27,29	49,49	13,2
0,3	3	218	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
0,4	16	206	14,76	60,2	26,92	44,32	17,4
0,5	4	203	14,34	60,36	27,06	45,64	18,58



**Рисунок 10. Результаты фильтрационных исследований 1-го и 2-го этапов**

**Таблица 10. Результаты фильтрационных исследований 3 этапа**

АР-РВ-2 ВПП + АР-РВ-1 ПЗ	Вязкость, сПз	№ обр.	Прони- цаемость по воде, мД	Порис- тость, %	Снач н, %	Коэффициент вытеснения, %		
						до	после	при- рост
0 PV + 0,3PV2000 мг/л	-/35	3	208	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
0,05PV2000 мг/л + 0,3pv2000 мг/л	173/35	14	210	14,15	59,86	27,77	44,66	16,89
0,1PV2000 мг/л + 0,3PV2000 мг/л	173/35	10	203	14,39	60,43	27,2	45	17,8
0,05PV3000 мг/л + 0,3pv2000 мг/л	505/35	15	193	14,44	60,02	27,2	45,6	18,4
0,1PV3000 мг/л + 0,3PV2000 мг/л	505/35	30	209	16,11	60,44	27,04	46,11	19,07

Как следует из представленных рисунков и таблиц, оптимальная концентрация полимера АР-РВ-1 в воде составила 2000 мг/л, оптимальный размер оторочки – 0,3 д. ед. порового объема (PV), оптимальная концентрация оторочки ВПП – 0,1 PV при концентрации 3000 мг/л полимера АР-РВ-2. При таком дизайне закачки достигается максимальный прирост коэффициента вытеснения, который составляет 19,07%.

#### Подбор участка и технико-экономическая оценка ОПИ ПЗ

Для подбора участка с целью опытно-промышленного испытания полимерного заводнения (ОПИ ПЗ) был выполнен двухэтапный скрининг месторождения по ряду геолого-физических и технологических критериев. В ходе первого этапа был

выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по объектам с целью определения участка, затем в ходе детального анализа участка подобраны элементы заводнения для ОПИ. Ниже представлены основные критерии подбора участка (элементов).

Геологические параметры: толщина эффективного нефтенасыщенного пласта – не менее 10 м; средневзвешенная проницаемость по толщине пласта – более 200 мД; температура пласта – не более 70°C; расчлененность пласта – более 3; коэффициент вариации по расчленённости пласта – менее 0,5; средневзвешенная текущая нефтенасыщенность – более 0,45; отсутствие газовой шапки; отсутствие подстилающей воды; отсутствие или низкая степень трещиноватости.

Технологические параметры: реализованная система заводнения; равномерная (упорядоченная) сетка скважин; не допускается совместная эксплуатация более одного объекта; обводненность 70-98%; выработка от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – не более 90%; дебит жидкости на 1 скважину – более 20 т/сут при  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ; приёмистость – более 50 м<sup>3</sup>/сут; удовлетворительное техническое состояние колонны.

Руководствуясь критериями подбора, выбран участок с 4 сопряженными

элементами 7-точечной системы заводнения (рис. 11). В табл. 11 представлены параметры модели и на рис. 12 – результаты адаптации истории разработки. Расчеты показателей разработки выполнялись на модели нелетучей нефти (Black oil model). Прогноз полимерного заводнения выполнялся на модуле «polymer flooding» с установкой параметров адсорбции на породе, вязкости полимера, механической деструкции, коэффициента сопротивления согласно результатам лабораторных исследований данной работы.

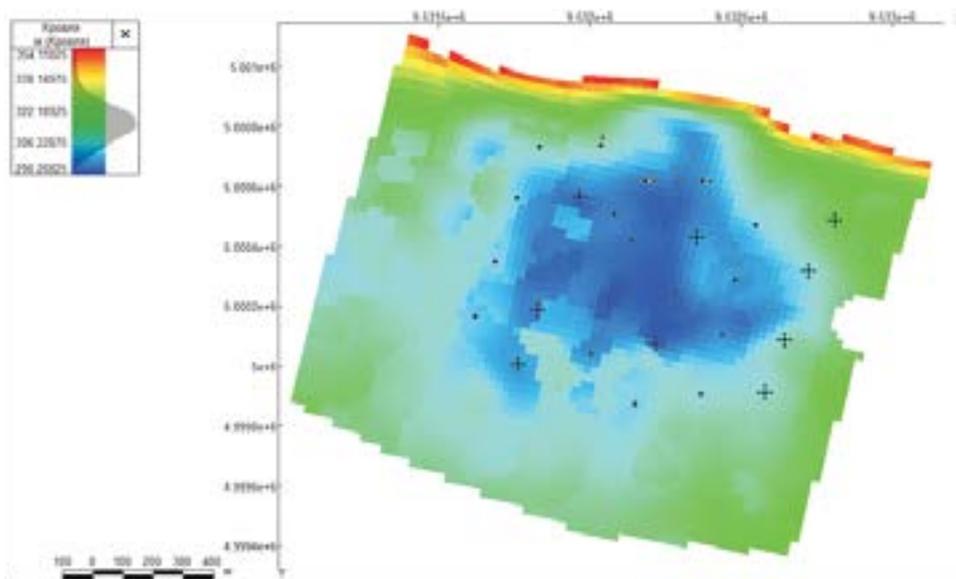


Рисунок 11. Секторная модель участка ОПИ ПЗ

Таблица 11. Параметры сектора ОПИ ПЗ

Параметры	Участок ОПИ ПЗ
Размерность (Nx, Ny, Nz)	75x58x118
Кол-во скважин	26
Дата начала разработки	01.08.1984

Прогноз основных технологических показателей разработки выполнялся по двум вариантам:

1) Базовый вариант – продолжение заводнения по 31.12.2034 г., при этом приемистость и дебиты скважин остаются постоянными и равны уровням декабря

2018 г.

2) Полимерное заводнение – с 01.01.2019 г. по 18.03.2020 г. закачка полимерного раствора AP-PB-2 с концентрацией 3000 мг/л (вязкость 561,44 сПз), с 19.03.2020 г. по 24.10.2023 г. - закачка полимерного раствора с концентрацией 2000 мг/л (вязкость 39,56 сПз), с 25.10.2023 г. по 31.12.2034 г. - закачка воды.

При базовом варианте к 31.12.2035 г. накопленная добыча нефти составит 514,862 тыс. т, КИН 26,4%. При варианте полимерного заводнения к 31.12.2035 г. накопленная добыча нефти составит 724,2 тыс. т, КИН 37,1%. Прирост КИН за счет по-

лимерного заводнения составит 10,8%, дополнительная добыча нефти – 209,338 тыс. т. Динамика показателей разработки

базового варианта и варианта полимерного заводнения представлены на рис. 13, 14.

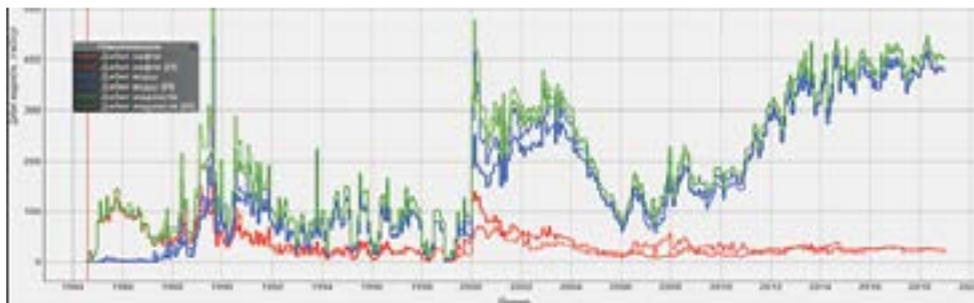


Рисунок 12. Результаты адаптации по динамическим показателям участка ОПИ ПЗ

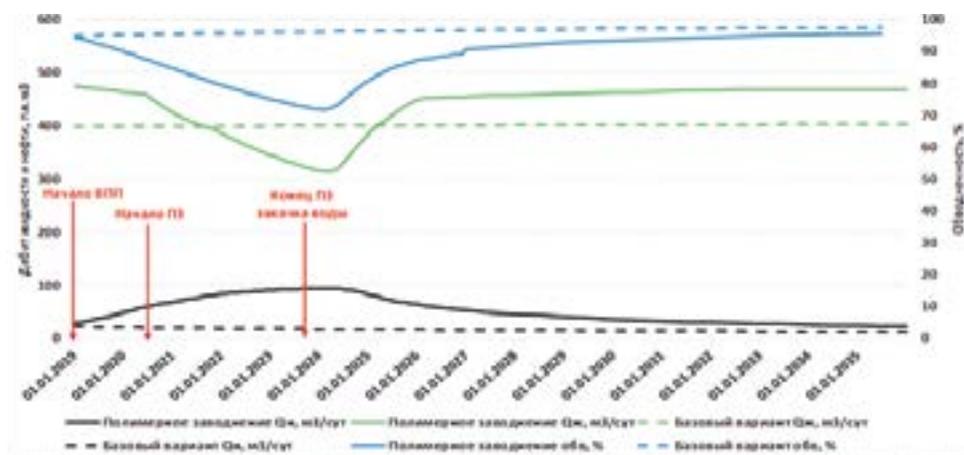


Рисунок 13. Динамика добычи нефти по вариантам базового и полимерного заводнения

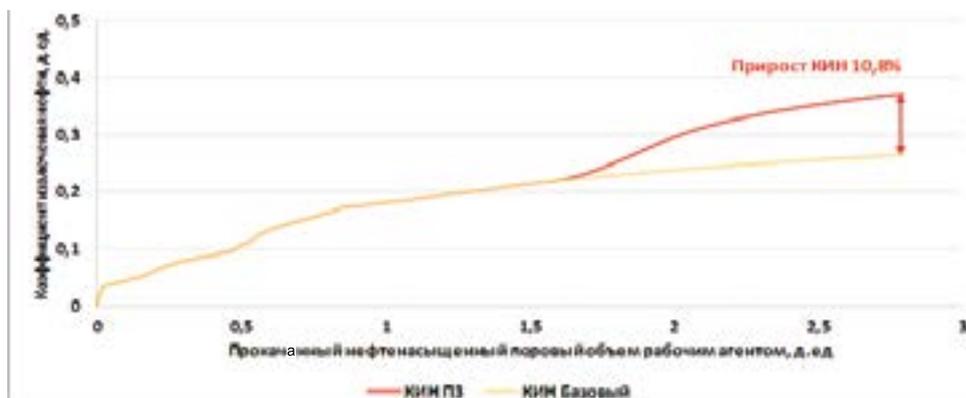


Рисунок 14. Зависимость прокачанного PV и КИН вариантов базового и полимерного заводнения

Результаты расчетов экономической эффективности за прогнозный период технологии полимерного заводнения на

опытном участке месторождения «К» представлены в табл. 12.

**Таблица 12. Интегральные технико-экономические показатели оценки за рентабельный период**

Наименование показателей	Единицы измерений	Значение показателей
Рентабельный период	годы	2019 - 2035
Дополнительная добыча нефти	тонн	205 231
Расходы полимера	тонн	1 940
Внутренняя норма прибыли (IRR)	%	35,7%
Срок окупаемости (PBP)	лет	5
Срок окупаемости (дисконтированный-DPBP) при ставке 11,34%	лет	5
Индекс окупаемости инвестиций (PI)	д.е.	4,8

Приведенные технико-экономические результаты за рентабельный период свидетельствуют, что внедрение технологии полимерного заводнения на опытном участке месторождения «К» является экономически эффективным и достигнет безубыточности на 5 год реализации.

#### Выводы

Проведенный анализ на основе опыта применения полимерного заводнения на месторождениях высоковязкой нефти, проведенных лабораторных исследова-

ний, оценочных расчетов ожидаемой добычи на секторной геолого-гидродинамической модели показывает снижение обводненности, увеличение добычи нефти, прирост текущей и конечной нефтеотдачи. Экономический анализ с учетом существующей конъюнктуры рынка показывает, что индекс окупаемости составит 4,8 единиц и срок окупаемости 5 лет. Данное направление для увеличения нефтеотдачи является перспективным и требует дальнейшего испытания на месторождении «К».

#### Список использованной литературы

1. Delamaide E., Tabary R., Renard G., Dwyer P. Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story. – 21-st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, 2014.
2. Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., Tabary R. Pelican lake Field: First successful application of polymer flooding in heavy oil reservoir. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 17(3), 2014, p. 340-354.
3. Moe Soe Let K.P., Manichand R.N., Seright R.S. Polymer flooding a 500-cp oil. – SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April 2012, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-154567-MS.
4. Manichand R., Mogollon J.L., Bergwijn S., Graanoogst F., Ramdajal R. Preliminary assessment of Tambaredjo heavy oilfield polymer flooding pilot test. – SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December 2010, Lima, Peru, SPE-138728-MS.
5. Zhou W., Zhang J., Han M., Xiang W., Feng G., Jiang W. Application of hydrophobically associating water-soluble polymer for polymer flooding in China offshore heavy oilfield. – International Petroleum Technology Conference, 4-6 December 2007, Dubai, U.A.E, IPTC-11635 MS.
6. Xiaodong K., Jian Zh. Offshore heavy oil polymer flooding test in JZW area. – SPE Heavy Oil Conference-Canada, 11-13 June 2013, Calgary, Alberta, Canada, SPE-165473-MS.
7. Delamaide E. Polymer flooding of heavy oil – from screening to full-field extension. – SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, 24-26 September 2014, Medellín, Colombia, SPE-171105-MS.

- 
8. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of polymer-flooding technology. – Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 54, № 02, 2015, SPE-174541-PA.
9. Wassmuth F.R., Green K., Hodgins L., Turta A.T. Polymer Flood technology for heavy oil recovery. – Canadian International Petroleum Conference, 12-14 June 2007, Calgary, Alberta, Canada, PETSOC-2007-182.

### **АУЫР МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУЛАНДЫРУ ҚОЛДАНУДЫҢ ТИІМДІЛІГІНІҢ ТЕХНИКАЛЫҚ-ЭКОНОМИКАЛЫҚ БАҒАЛАУЫ**

**М.С. Сағындықов, Р.М. Агleshov, Н.Б. Сәлиев, Ш.С. Пангереева, Фен Юкуй**

#### *Түйіндеме*

*Осы мақалада «К» кен орнында полимерлі суландыру технологиясын қолданудың тиімділігінің техникалық-экономикалық бағалауы жүргізілді. Бұл кен орны қабат мұнайдың жоғары тұтқырлығымен, сулану және қабаттың динамикалық біртекті еместігімен сипатталады. Әлемдік тәжірибе ұқсас кен орындарында полимерлі суландыру қолданудың жоғары технологиялық тиімділігін көрсетті. Полимерлі суландыру процесін гидродинамикалық модельдеу және эксперименттік зерттеулердің нәтижелері жоғары техникалық-экономикалық тиімділікті көрсетеді және тәжірибелік-кәсіптік сынаққа негіз береді.*

*Түйінді сөздер: полимерлі суландыру, жоғары тұтқырлық, қабаттың біртекті еместігі, сүзу зерттеулері, мұнай беруді арттыру, модельдеу.*

### **FEASIBILITY STUDY FOR POLYMER FLOODING IN A HEAVY OIL RESERVOIR M.S. Sagyndikov, R.M. Agleshov, N.B. Saliyev, Sh.S. Pangereeva, Feng Youkui**

#### *Abstract*

*This paper presents a feasibility study of the effectiveness of polymer flooding technology at the field K. The field is characterized by high viscosity of reservoir oil, water cut and dynamic heterogeneity of the reservoir. The global experience of polymer flooding (hereinafter - PF) at analogous fields shows high technological efficiency. The results of experimental studies and hydrodynamic modeling of the polymer flooding process show high technical and economic efficiency and provide the basis for pilot testing.*

*Keywords: polymer flooding, high viscosity, reservoir heterogeneity, filtration studies, enhanced oil recovery, simulation.*

#### **Информация об авторах:**

**Сағындықов Марат Серикович** – заместитель директора департамента повышения нефтеотдачи пластов и перспективных проектов, *sagyndikov\_M@kaznipi.kz*

**Агleshov Руслан Маратович** – первый заместитель директора филиала по добыче, *agleshov\_R@kaznipi.kz*

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз» г. Актау

**Салиев Нурлан Бакитжанович** – директор департамента промысловой геологии и геологического моделирования ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Нур-Сұлтан, *n.saliyev@niikmg.kz*

**Пангереева Шолпан Серикбаевна** – заместитель генерального директора по геологии и разработке АО «Озенмұнайгаз», г. Жанаозен

**Фен Юкуй** – заместитель генерального директора по геологии АО «Каражанбас-мұнай», г. Актау

УДК 622.244.5(075.8)

## МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЩАДЯЩЕГО ТИПА ПЕРФОРАЦИИ

А.С. Атауова, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев

На рынке вторичного вскрытия пластов-коллекторов в наше время предлагается широкий спектр перфорационных методов и технологий. Многие компании-производители также модернизируют ранее существующие методы, одним из которых является гидромеханическая прокалывающая перфорация (далее - ГМПП) – сравнительно новый метод вскрытия пласта для получения притока углеводородов в щадящем режиме без какой-либо деформации начального состояния стенок эксплуатационной колонны и цементного кольца. В статье описывается принцип действия ГМПП, подходы и выбор скважин для данного метода, полученный эффект.

*Ключевые слова:* перфорация, кольматация, загрязнение пор, геолого-технические мероприятия, коллектор.

### Методы вторичного вскрытия пластов-коллекторов

Каждое месторождение, а, следовательно, породы-коллекторы имеют определенные фильтрационно-емкостные свойства и типы ловушек в зависимости от седиментологических особенностей месторождения. Соответственно, при выборе методов вторичного вскрытия пластов-коллекторов разработчики выбирают ту или иную методику перфорации [1], но они должны соответствовать следующим требованиям:

а) При вскрытии пласта с высоким пластовым давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины;

б) При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород низкая, то должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины;

в) Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

В скважинах с высоким пластовым давлением полное вскрытие пласта должно предусматривать все мерами предосторожности и должно осуществляться с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и созданием каналов против продуктивных горизонтов. Существуют следующие виды перфораций для вторичного вскрытия продуктивных пластов:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- сверлящая;
- щелевая гидромеханическая;
- щелевая гидропескоструйная;
- прокалывающая.

Каждый из этих методов имеет как преимущества, так и недостатки. Кроме вышеуказанных свойств выбор метода вскрытия пластов должен учитывать экономическую рентабельность выбранного метода. Метод должен быть быстрым, достаточно эффективным и малозатратным. В связи с этим на сегодняшний день в Казахстане для вторичного вскрытия продуктивных пластов широко используется кумулятивная перфорация, поэтому мы не будем

детально останавливаться на других методах перфорации.

### **Краткое описание принципа действия кумулятивной перфорации**

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки - пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/сек и создает давление на преграду до 0,15-0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде (обсадной колонне, цементном кольце и призабойной зоне пласта) образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8 - 14 мм. Кумулятивная перфорация хорошо зарекомендовала себя при разработке месторождений из-за сравнительно невысокой стоимости и большого охвата толщин перфорируемых пластов. Мощность пластов, вскрываемая кумулятивным перфоратором, может достигать десятков метров. Однако у данного метода имеются и недостатки, в частности, высокие динамические нагрузки на стенку обсадной колонны. Отверстия кумулятивной перфорации имеют малый диаметр, следовательно, вероятность кольматации высока. Возможность попадания в породу пласта продуктов взрыва и разрушения преграды также является минусом данного вида перфорации. При кумулятивной перфорации с помощью перфоратора ПК-103 плотностью более 10 отверстий на 1 м на всех участках нарушается контакт цементного кольца с колонной в зонах перфорации и на прилегающих к ним участках протяженностью 10 м и более. Интервалы разрушений при этом возрастают с увеличением мощности залпа, а также на участках с первоначально плохим или частичным контактом цемента с колонной и породой, либо с наличием зон кавернозности.

### **Принцип действия гидромеханической прокалывающей перфорации**

Учитывая некоторые недостатки кумулятивной перфорации, которые приведены выше, производители оборудования на рынке перфорационно-взрывных работ постоянно ищут более щадящие и эффективные способы вскрытия продуктивных пластов-коллекторов. В настоящее время на рынке перфорационных работ существует модифицированный вид прокалывающей перфорации - гидромеханическая прокалывающая перфорация (ГМПП) [2].

ГМПП представляет собой прокалывающий перфоратор, снабженный гидромониторным каналом, через который под давлением подается рабочая жидкость (вода или специальные жидкости для обработки призабойной зоны пласта, далее - ПЗП) и который формирует перфорационный канал в ПЗП. При перфорации с помощью ГМПП используется установка, состоящая из струйного насоса, пакера и прокалывающего перфоратора. В процессе перфорации компоновка спускается в скважину до желаемого интервала перфорации на насосно-компрессорных трубах. Пакером отсекается пространство над и под пакером, депрессия в подпакерном пространстве создается с помощью струйного насоса. Перфорация с помощью ГМПП осуществляется в два этапа: на первом этапе с помощью прокалывающих элементов формируются технологические отверстия на стенке колонны, на втором этапе перфорационный канал формируется с помощью прокалывающих элементов с гидромониторными каналами. После формирования отверстия через прокалывающие элементы производится обработка ПЗП с помощью высокоскоростных струй рабочей жидкости. Струя разрушает цементное кольцо и горную породу, формирует каверны в ПЗП. Кольматант, образованный при размыве из ПЗП, выводится через технологические отверстия в камеру смешения струйного

насоса, затем через рабочий канал выходит в межтрубное пространство и далее извлекается из скважины. При окончании работы установка извлекается из скважины или перемещается на другой интервал перфорации.

### Применение на практике и полученные результаты

С целью апробации данного метода вскрытия пласта были выбраны скважины месторождения X, X1 и X2 [3]. Целевыми были выбраны скважины № 426, 428, 180 и 205, на момент их выбора скважины работали с высокими показателями обводненности и низким дебитом нефти, кроме скважины № 452. Скважина № 452 после бурения была также перфорирована с помощью ГМПП. Этапы и исследования до и после проведения геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ), а также результаты ГТМ по каждому скважинам приведены ниже по отдельности.

Для определения объема работ, необходимых для проведения в скважине № 428 месторождения X, был составлен план проведения исследовательских работ, заключенных в проведении геофизических исследований скважин (далее – ГИС) с целью определения профиля притока в скважину (далее по всем перечисленным скважинам были проведены аналогичные работы).

С целью выявления причин повышенной обводненности добываемой продукции была произведена запись ГИС по определению профиля притока при освоении скважины компрессированием. Компрессирование произведено в течение 4 часов, с вытеснением скважинной жидкости в количестве 65,0 м<sup>3</sup>. Начальное давление на кровле перфорационного отверстия составило 44,6 атм. Принятое среднее пластовое давление перфорированного объекта VIII-J2 составило 4,6 МПа (принято по отчету «Анализ разработки месторождения X») [3]. Путем компрессирования давления на кровле перфорационного отверстия снижено с 44,6 атм до 35,3 атм, депрессия в скважине составила  $\Delta P = 9,3$  атм. Таким образом, вызов притока пластовой жидкости в скважину был обеспечен и по результату записи геофизических исследований скважин были определены параметры, такие как количество и состав жидкости, коэффициент охвата перфорированного интервала, работающие интервалы, дифференциальный дебит и общий дебит скважины, произведена оценка общего технического состояния скважины, выявлено наличие заколонного перетока и оценка герметичности забоя.

Данные, полученные в результате исследования притока и состава жидкости в стволе скважины приведены в табл.1.

**Таблица 1. Результат обработки ГИС по определению профиля притока**

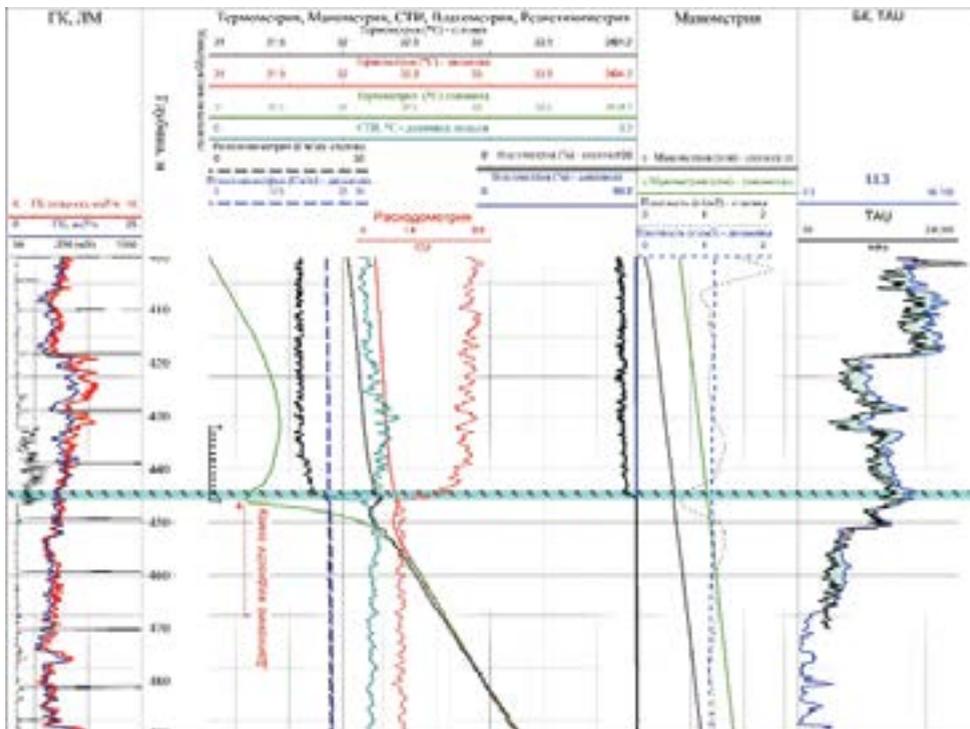
Исследование притока (приемистости) и состава жидкости в стволе								
Интервалы перфорации, м	Интервалы перфорации (приемистости), м	Коэффициент охвата, %	Вклад в приток (приемистость)		Коэффициент охвата, %	Вклад в приток (приемистость)		Состав флюида
			Кровля	Подошва		м <sup>3</sup> /сут	%	
432	446	444	445,1	14,3	32,1	54	вода+нефть	
		445,1	446		27,4	46		вода
Итого					59,5			

Результат проведенных исследований показан в виде планшета интерпретированных кривых (рис. 1). По результату работ выявлено наличие заколонного перетока в интервале 446-467,7 м, что отлично просматривается по кривым термометрии (начало и направление движения жидкости указано красной линией с указателем (рис. 1). Подошва интервала перфорации 446 м четко отбивается по методам термометрии, расходомерии,

скважинным термокондуктивным индикатором и локатором муфт. Согласно результатам АКЦ-С (АКЦ – акустический каротаж), проведенного после цементации колонны в 18.12.2015 г., в интервале заколонного перетока качество сцепления цемента с колонной – чередование плохого сцепления с частичным (табл. 2) – косвенно подтверждает возможность перетока жидкости снизу [1].

**Таблица 2. Сцепление цементного камня с колонной**

№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Качество цементирования по АКЦ-С
38	439,0	453,3	14,3	Частичный
39	453,3	455,3	2,0	Плохой
40	455,3	460,6	5,3	Частичный
41	460,6	468,6	8,0	Плохой



**Рисунок 1. Результат ГИС по определению профиля притока**

В скважине № 428 месторождения X после введения в эксплуатацию были проведены ГИС импульсного нейтрон-

нейтронного каротажа (рис. 2). Метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (далее – ИННК) широко используется

при определении характера насыщения пластов-коллекторов в обсаженной скважине. Для интерпретации используются кривые TAU – время жизни тепловых нейтронов и SIGMA – кривая сечения захвата нейтронов  $\Sigma$ . При интерпретации были учтены минерализация пластовой воды в исследуемом горизонте, начальная объемная глинистость – параметр VCL, начальная эффективная пористость – параметр PHIE, химические свойства воды при

определении  $\Sigma_w$  учитывались по зависимости  $\Sigma_w$  от солёности воды.

На момент проведения ГИС ИННК 432-446 м текущее насыщение варьировалось пределах от 0,46 до 0,58 д.е., результат обработки показан в табл. 3.

Таким образом, было установлено, что причиной обводнения скважины № 428 является движение жидкости по заколонному пространству с нижележащих водоносных пластов.

**Таблица 3. Результат обработки ИННК скважины № 428, месторождение X**

№	Кровля	Подшоша	h, м	K <sub>пэф</sub> , д.е.	K <sub>пр</sub> , д.е.	TAU, мкс	SIGMA, ед. захвата.	LLS, Ом*м	ГК, МКР/ч	K <sub>пр</sub> нач, д.е.	K <sub>пр</sub> ИННК, д.е.	Характер насыщения ИННК
1	316,3	320,4	4,1	0,30	0,11	150,1	30,44	3,45	4,77	0,44	0,38	остаточное насыщение
2	320,4	321,2	0,8	0,26	0,25	127,3	35,91	1,47	5,52	0,12	0,11	водонасыщение
3	378,5	379,4	0,9	0,18	0,53	139,5	32,64	3,54	5,14	0,50	0,31	снижение насыщения
4	379,4	380,8	1,4	0,18	0,50	170,0	27,21	8,80	4,96	0,59	0,52	остаточное насыщение
5	380,8	382	1,2	0,19	0,46	176,2	26,01	15,14	4,76	0,69	0,58	остаточное насыщение
6	382,7	383,8	1,1	0,15	0,55	160,8	28,44	5,02	5,16	0,54	0,41	остаточное насыщение
7	384,9	385,4	0,5	0,15	0,55	138,3	32,90	3,80	5,10	0,46	0,17	снижение насыщения
8	385,4	386,1	0,7	0,17	0,54	160,0	28,51	5,70	5,19	0,54	0,46	остаточное насыщение
9	395,9	397,3	1,4	0,18	0,52	165,2	27,63	7,22	5,07	0,60	0,52	остаточное насыщение
10	397,3	401,9	4,6	0,22	0,37	208,4	22,06	14,70	4,38	0,70	0,69	остаточное насыщение
11	401,9	411,1	9,2	0,27	0,22	193,4	23,71	31,48	3,69	0,81	0,67	остаточное насыщение
12	411,1	418,7	7,6	0,27	0,20	204,7	22,30	41,03	3,64	0,83	0,70	остаточное насыщение
13	419,8	420,8	1,0	0,17	0,48	122,4	37,33	3,63	4,83	0,47	0,03	обводнение
14	427,4	428,2	0,8	0,19	0,40	150,6	30,35	8,11	4,45	0,61	0,33	снижение насыщения
15	432	432,6	0,6	0,15	0,49	121,1	37,93	4,70	4,87	0,45	0,06	обводнение
16	432,6	435,5	2,9	0,20	0,44	161,1	28,31	10,46	4,71	0,66	0,51	остаточное насыщение
17	435,5	442,6	7,1	0,21	0,37	157,9	28,88	8,63	4,39	0,66	0,46	остаточное насыщение
18	443,2	447,4	4,2	0,26	0,24	174,6	26,12	13,46	3,81	0,74	0,58	остаточное насыщение
19	447,4	451,1	3,7	0,25	0,23	155,8	29,29	5,66	3,77	0,65	0,46	остаточное насыщение
20	451,1	470,6	19,5	0,28	0,15	100,6	45,70	1,24	3,39	0,00	0,00	водонасыщение



работ с применением ГМПП были произведены в период с 03.06.18 г. по 22.06.18 г. После изоляционных работ в 12.06.2018 г. в скважине проводились ГИС по определению качества сцепления цементного кольца в закаленном пространстве (АКЦ). В результате было установлено, что в интервале 432,0-446,0 м качество сцепления

оценивается как сплошное. Ниже на рис. 5 представлена динамика работы скважины № 428. Как видно из рис. 3, сразу после проведения мероприятий наблюдается резкое снижение обводненности с последующей динамикой увеличения дебита нефти.



Рисунок 3. Динамика дебита скважины № 428, месторождение X

По данным замера в мае месяце 2018 г. общий дебит жидкости составил  $Q_{ж} = 59,17 \text{ м}^3/\text{сут}$  обводненность  $Q_v = 95,18\%$ , дебит нефти  $Q_n = 2,54 \text{ т/сут}$ . После проведенных ГТМ обводненность снизилась до  $Q_v = 40-44\%$  (июнь 2018 г.), дальше до  $Q_v = 27,67\%$  (июль 2018 г.), дебит нефти вырос до  $Q_n = 14,8 \text{ т/сут}$  (июнь 2018 г.), дальше до  $Q_n = 22,28 \text{ т/сут}$  (июль 2018 г.).

Однако, как видно из рис. 3, полученный эффект был краткосрочным, обводненность резко выросла до 96% и дебит нефти снизился до 1,35 т/сут, причиной чего предполагалось повторное проявление заколонного перетока либо прорыв воды из соседней нагнетательной скважины № 206. С целью исключения или подтверждения повторного прорыва заколонного перетока были повторно проведены ГИС по определению профиля притока, которые вновь показали наличие заколонного перетока с глубины 451,2 м. до подошвы интервала перфорации 442,0 м. Поведение кривых каротажа идентично

предыдущему исследованию. Причиной прорыва заколонного перетока при сплошном сцеплении цементного камня с колонной и при щадящем виде перфорации ГМПП возможно является постепенный прорыв воды по микроканалам в сторону депрессии. Важно отметить тот факт, что сразу после перфорирования процент обводнения был невысоким, продлившийся на некоторое время эффект говорит о том, что сам метод был вполне щадящим, тем не менее, возможно, под влиянием выросшей депрессии на пласт более подвижный флюид - вода - подтянулась по микроканалам в цементном кольце, далее увеличившиеся каналы по заколонному пространству стали причиной обводнения.

В скважине № 426 месторождения X, в 15.05.2018 г. проводились ГИС по определению профиля приемистости с целью выявления заколонных перетоков, нарушений эксплуатационной колонны, работающих интервалов и герметичности забоя. Действующие интервалы перфора-

ции на момент проведения ГИС составили 638-651 м, данный интервал относится к горизонту II+III2 и VII-J2, среднее пластовое давление по горизонту 3,3 МПа. Выше поставленные задачи к ГИС по определению технического состояния скважины не выполнены в силу отсутствия динамического режима, при избыточном устьевом давлении в 40 атм. приемистость в скважине отсутствовала. Из-за отсутствия ди-

намического режима определение наличия/отсутствия заколонного перетока не представлялось возможным. Результаты исследований методом ИННК приведены в табл. 4 и на рис. 4. Как видно из табл. 4, интервал 635-637 м был оценен снижением насыщения, текущим  $K_{nr}$ -23%, интервал 638-643,5 м был оценен остаточным коэффициентом насыщения  $U_B$  в пределах с 10% до 44%.

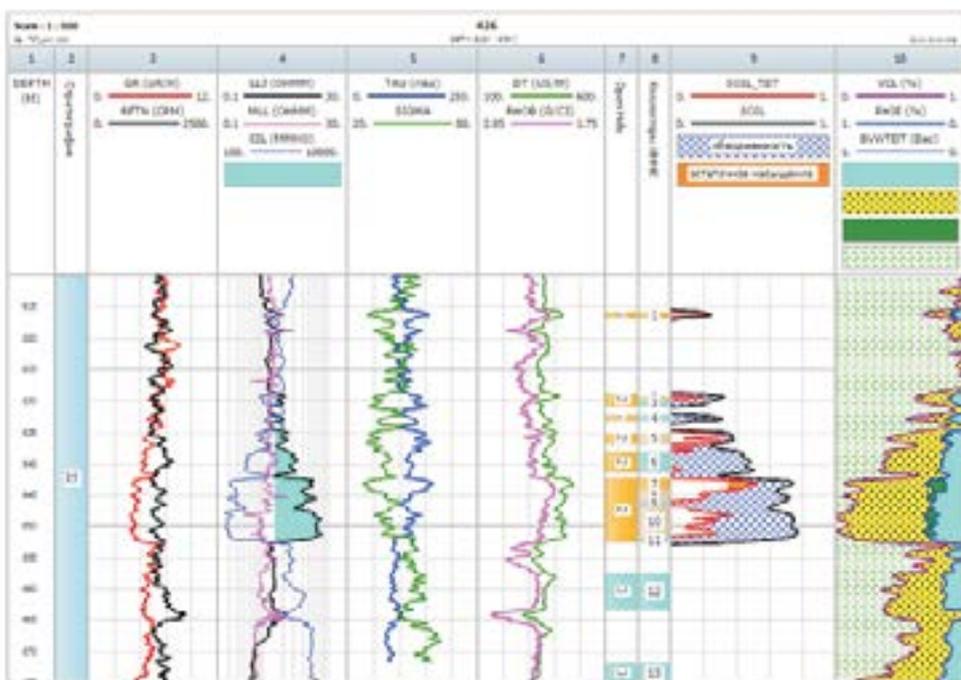


Рисунок 4. Результат обработки ИННК скважины № 426, месторождение X

Таблица 4. Результат обработки ИННК скважина № 426, месторождение X

№	Кровля	Подощва	$K_{пэф}$ , д.е.	$K_{nr}$ , д.е.	ГК, мкР/ч	БК, Ом*М	ТАУ, мкс	SIGMA, ед. захвата	$K_{nr}$ нач, д.е.	$K_{nr}$ ИНН, д.е.	Характер насыщения
1	615,9	616,8	0,1	0,7	6,0	1,7	152,0	29,8	0,2	0,24	остаточное насыщение, заглинизирование
2	628,8	629,2	0,1	0,7	6,0	1,8	126,0	35,9	0,2	-	обводнение
3	629,2	629,8	0,1	0,6	6,0	2,0	139,0	31,8	0,3	0,16	снижение насыщения, заглинизирование
5	632,2	633,2	0,1	0,6	6,0	1,7	125,0	36,2	0,3	-	обводнение

Продолжение таблицы 4

№	Кровля	Поддошва	$K_{п.эф.}$ , Д.е.	$K_{гр.}$ , Д.е.	ГК, мкР/ч	БК, Ом*М	ТАУ, мкс	SIGMA, ед. захвата	$K_{гр.}$ нач, Д.е.	$K_{гр.}$ ИИН, Д.е.	Характер насыщения
6	635,0	636,9	0,2	0,4	5,3	1,8	143,9	31,7	0,4	0,23	снижение насыщения
7	638,0	641,5	0,2	0,4	5,3	2,1	137,4	33,1	0,4	0,10	обводнение
8	642,4	644,3	0,3	0,2	4,4	5,8	153,0	29,8	0,7	0,44	остаточное насыщение
9	644,3	645,9	0,3	0,1	4,4	5,6	124,8	36,6	0,7	0,22	снижение насыщения
10	645,9	646,8	0,3	0,2	4,0	4,5	104,0	43,5	0,6	-	обводнение
11	646,8	651,7	0,3	0,1	4,2	7,4	122,4	37,3	0,7	0,22	снижение насыщения
12	651,7	652,6	0,2	0,2	4,0	5,9	91,6	49,6	0,6	-	обводнение
13	657,3	663,3	0,2	0,4	6,0	1,3	90,8	48,7	-	-	водонасыщение

ГТМ по отключению обводненного интервала и проведение ГМПП в скважине № 426 месторождения X были проведены в период с 22.06.2018 г. по 11.07.2018 г. Динамика роста дебита нефти и уменьшение обводненности после ГТМ приведены на рис. 5. Как видно из рис. 5, применение ГМПП дало положительный результат, по данным замера в июне 2018 г. общий дебит жидкости составил  $Q_{ж} = 15,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность  $Q_{в} = 96,07\%$ , дебит нефти  $Q_{н} = 0,53 \text{ т/сут}$ . После проведенных ГТМ обводненность снизилась до  $Q_{в} = 9,14\%$

(июль 2018 г.), дебит нефти вырос до  $Q_{н} = 31,26 \text{ т/сут}$  (июль 2018 г.), с постепенным снижением до  $Q_{н} = 8,03 \text{ т/сут}$  (январь 2019 г.) и повышением обводненности до  $Q_{в} = 74,5\%$ ). В целом, динамика скважины удовлетворительная, эффект от ГТМ был получен. С января 2019 г. наблюдается рост обводнения, в мае 2019 г. обводненность составила выше 90%, было принято решение повторного проведения ГТМ по отключению источника обводнения, в сентябре 2019 г. начаты геолого-технические мероприятия.

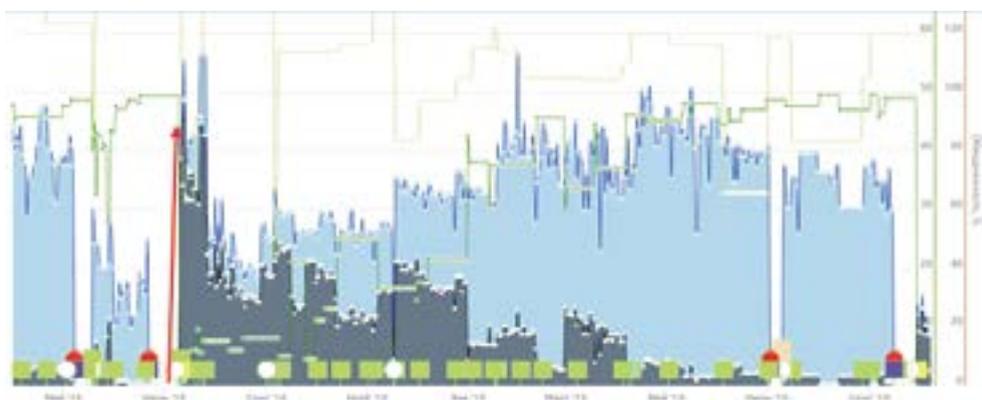
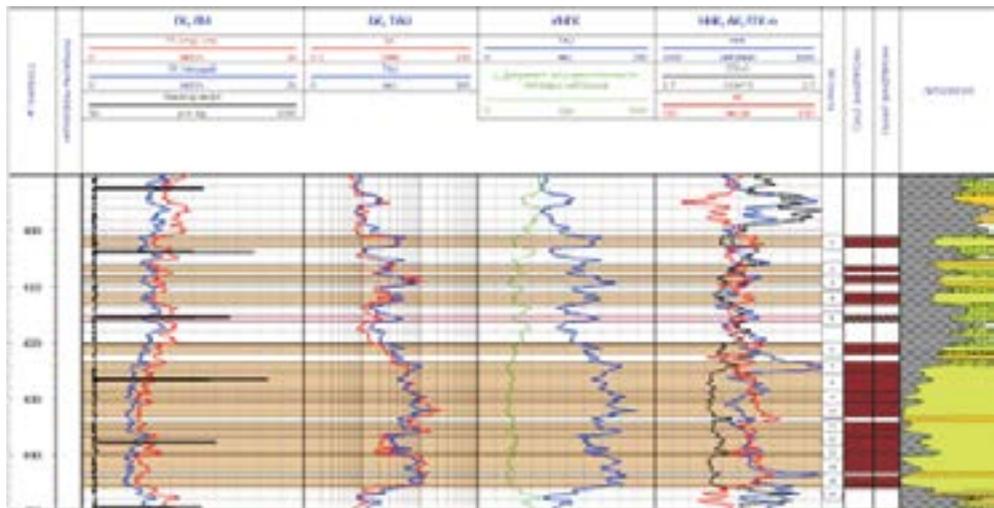


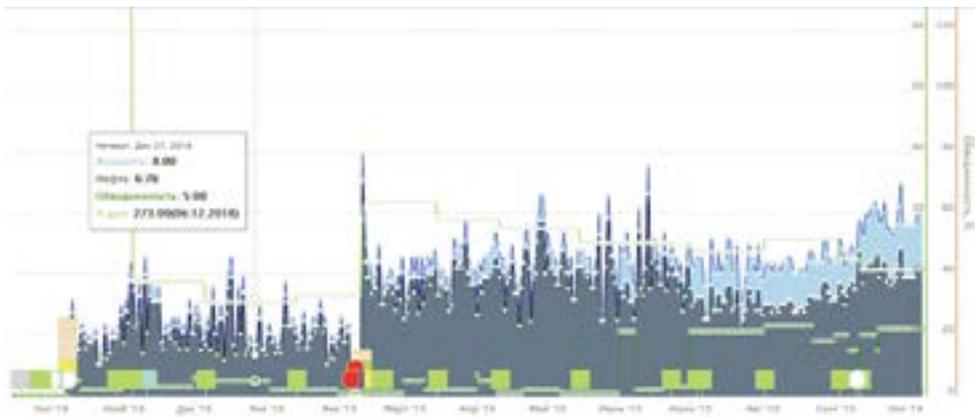
Рисунок 5. Динамика дебита скважины № 426



**Рисунок 6. Результат обработки ИННК скважины № 452, месторождение X**

Скважина № 452 месторождения X вступила в эксплуатацию в 2018 г., действующие интервалы перфорации 430-433 м; 434-436 м; 440-445 м (рис. 6) были перфорированы с помощью ГМПП. Начальный дебит скважины, в среднем, составил 8,7 т/сут, обводненность 2%, на текущий момент дебит нефти составляет 19,44 т/сут, обводненность 22% (рис. 7).

Данная скважина будет служить индикатором эффективности ГМПП в дальнейшем, параметры работы данной скважины можно будет сравнивать с другими аналогичными скважинами (дата ввода в эксплуатацию, начальное насыщение, процент обводнения и т.д.), вскрытыми кумулятивной перфорацией.



**Рисунок 7. Динамика дебита скважины № 452, месторождение X**

Следующая скважина № 180 месторождения X1 также была перфорирована с помощью ГМПП. До ГТМ скважина работала с дебитом 3,4 т/сут, обводненностью

выше 90%. С июля 2017 г. обводненность достигла 98%. Результаты ГИС по определению остаточного насыщения всего разреза приведены на рис. 8.

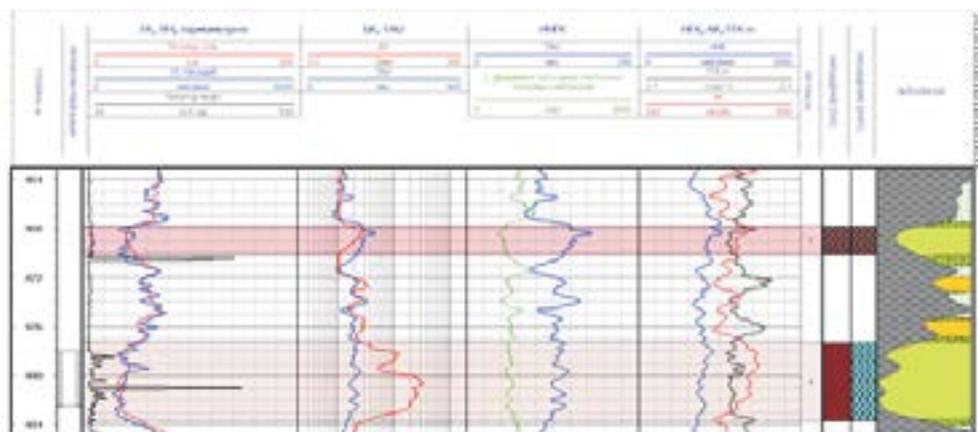


Рисунок 8. Результат обработки ИННК скважины № 180

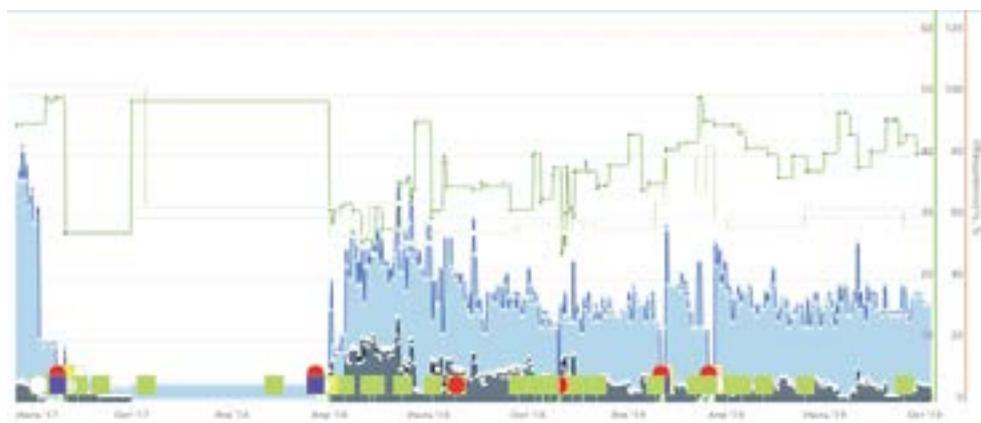


Рисунок 9. Динамика дебита скважины 180 месторождения X1

В 2017 г. (12.08.) в скважине была проведена перфорация с помощью ГМПП в интервале 468-470 м. Суммарное время перфорации 2 часа, количество проколов 6, с шагом 0,3 м и поворотом колонны на 90°. По данным динамики после проведенных ГТМ скважина заработала с дебитом, в среднем, 1,45 т/сут, обводненностью 55 % (рис. 9). С сентября 2017 г. скважина полностью обводнилась и была переведена в нижележащие горизонты.

Наиболее выразительным примером применения ГМПП с близлежащими

источниками обводнения является скважина № 205 месторождения X2. Скважина № 205 с января по октябрь 2016 г. работала с обводненностью 90%. С ноября 2016 г. до проведения ГМПП скважина простаивала.

Как видно, по разрезу (рис. 10) нефтеносные коллекторы сложены чередованием водоносных коллекторов. При нагрузке на стенку скважины и наличии путей передвижения жидкости (трещины, микроканалы) данные интервалы имеют большой риск обводнения.

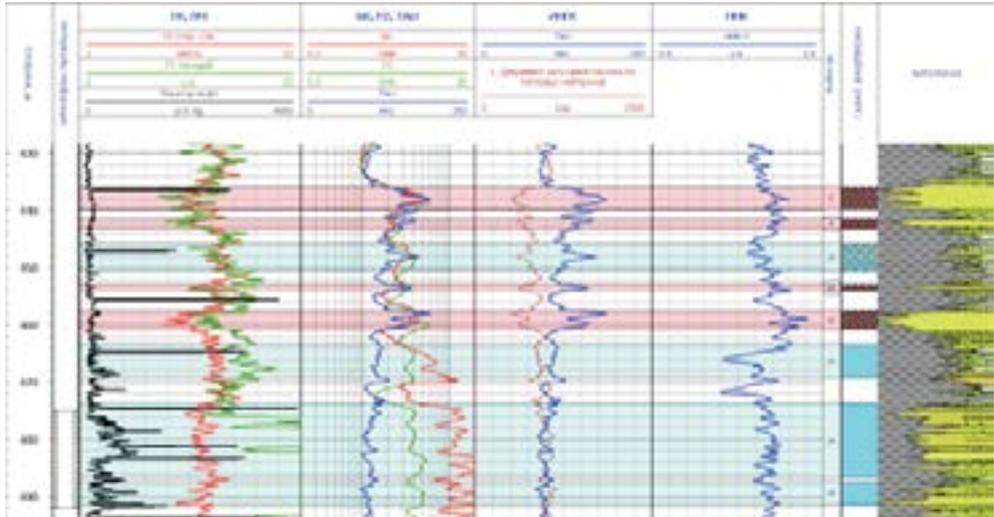


Рисунок 10. Результат обработки ИННК скважины № 205 месторождения X2

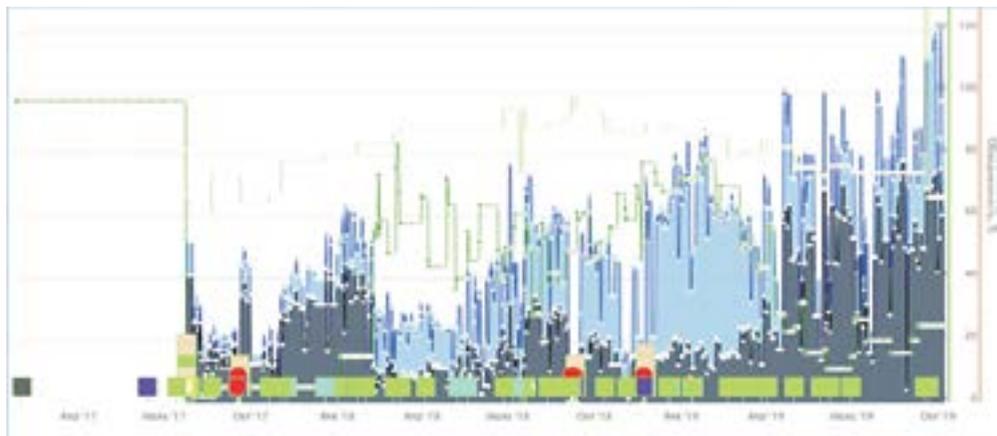


Рисунок 11. Динамика дебита скважины № 205 месторождения X2

22.07.2017 г. по результату ГИС (рис. 10) были проведены ГМПП в интервалах 436-439 м и 457-460 м. Суммарное время перфорации 4,5 часа, общее количество отверстий 20, шаг 0,3 м с поворотом колонны на 90°. С момента проведения ГМПП скважина заработала с дебитом нефти 10,2 т/сут, обводненностью 5%, на данный момент дебит нефти скважины

составляет, в среднем, 10,52 т/сут, обводненность – 25% (рис.11).

#### Сравнение полученных результатов скважин после ГТМ с применением ГМПП

На рис. 12 приведены среднесуточные показатели скважин после ГТМ, перфорированных с помощью ГМПП.

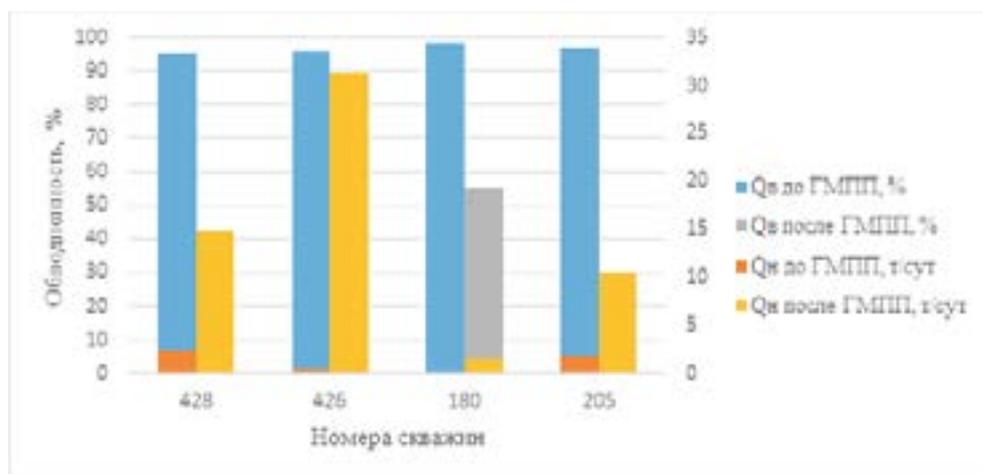


Рисунок 12. Сравнительные показатели скважин до и после применения ГМП

Таблица 5. Сравнение ГМПП с другими методами перфорации

Параметр	ГМПП	Гидромеханическая щелевая перфорация	Кумулятивные заряды типа Big Hole или ПК-89	Кумулятивные заряды типа Deep penetration или ПК-105
Площадь вскрытия на 1 погонный метр (м <sup>2</sup> )	0,035-0,042	0,02-0,024	0,0053	0,0022
Глубина проникновения в пласт, м	0,5-1,5	0,5-1,0	0,15	0,75
Геометрия входного отверстия	Прямоугольник 16*50-20*80 мм	Щель шириной 10-12 мм	Отверстие диаметром до 23 мм	Отверстие диаметром до 12 мм
Фугасность	Отсутствует	Отсутствует	Очень высокая	Высокая
Смыкание стенок колонны	Отсутствует	Очень высокая	Отсутствует	Отсутствует
Разрушение цементного кольца вне зоны перфорации	Отсутствует	Отсутствует	Очень большое	Больше
Риск изменения геометрии колонны (деформация)	Отсутствует	Высокий	Очень высокий	Высокий

## Выводы

Получение промышленного притока углеводорода является заключительной стадией всей многоступенчатой разработки месторождения и от верности выбора

и метода перфорационных работ зависит успешность тех или иных ГТМ.

В настоящее время большинство месторождений терригенного разреза находится на последних стадиях раз-

работки и представляет собой зрелые месторождения с большой степенью обводненности [4]. Учитывая эти факторы, разработчики и недропользователи проводят опытно-промышленные испытания более щадящих методов вторичного вскрытия пластов-коллекторов.

Проведенные исследования [1, 2] показывают преимущества данного метода по сравнению с другими видами перфорации (табл. 5), применяющимися на практике. Основным преимуществом прокалывающей перфорации является то, что она не приводит к разрушению цементного кольца вокруг обсадной колонны, перфорационные отверстия формируются более щадящим путем. Как видно из рис. 13, глубина проникновения ГМПП является самой максимальной как в сравнении с остальными методами, так и по геометрии входного отверстия. Однако единственным препятствием для широкого использования данного метода, возможно, будет служить его сравнительно высокая

стоимость. Рекомендуется проводить подбор скважин по более зрелым месторождениям и применять данный метод при наличии достаточной цементации продуктивной части разреза и при отсутствии заколонной циркуляции жидкости. Результаты показывают, что данный метод оправдывает себя на примере скважины № 452 месторождения X, скважины № 205 месторождения X2.

Как видно из приведенных примеров и анализа полученных результатов, ГМПП может служить аналогом кумулятивной перфорации, сохраняя ряд преимуществ в виде отсутствия нагрузки на стенки скважины и цементное кольцо, а также по параметрам входного отверстия и глубине перфорационного канала. Тем не менее, подбор скважин-кандидатов должен быть тщательным, с хорошим коэффициентом остаточной или начальной нефтенасыщенности и учетом окупаемости данного метода.

#### Список использованной литературы

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. - Уфа, РИЦ БашГУ, 2010, с. 91-137.
2. Гостев И.А. Способ гидромеханической прокалывающей перфорации скважин на депрессии. – Патент № 0002612702, 13.03.2017 г.
3. Отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Камышитовый Ю.В. Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2014 г.». – ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, 2014.
4. Ransom R.C. Practical Formation Evaluation. – Wiley, 1 edition, 1995, p. 402-418.

#### ЖЫНЫС ҚАБАТЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛАРЫНЫҢ ЕКІНШІ РЕТТІК АШЫЛУ ӘДІСТЕРІН ЖӘНЕ БАПТАЛҒАН ПЕРФОРАЦИЯНЫҢ НӘТИЖЕСІН ТАЛДАУ А.А. Атауова, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев

*Түйіндеме*

*Қазіргі уақытта, су қабатының қайталама ашылуы нарығында перфорациялау әдістері мен технологияларының кең спектрі ұсынылған. Көптеген өндіруші компаниялар бұрын қолданыстағы әдістерді жетілдіруде, олардың бірі гидромеханикалық тесу перфорациясы - көміртегі ағынын жұмсақ режимде алу үшін резервуарды ашудың салыстырмалы түрде жаңа әдісі, өндіріс жолының және цемент сақинасының қабырғаларының бастапқы күйін ешқандай деформациясыз. Бұл әдісті жасаушылар перфорацияның басқа түрлерімен салыстырғанда бірқатар артықшылықтарға назар аударады. Мақалада мұнай мен газды өндірудің жұмыс*

принципі және осы әдіске ұңғымаларды таңдау нәтижесі, әсері, сипаттамасы сипатталған.

Түйінді сөздер: перфорация, колматация, кеуектердің ластануы, геологиялық және техникалық шаралар, резервуар.

## METHODS OF SECONDARY OPENING OF RESERVOIR BEDS AND ANALYSIS OF NON-DAMAGING PERFORATION

A.S. Atauova, A.S. Mardanov, R.A. Yusubaliyev

### Abstract

Nowadays, a wide range of perforation methods and technologies are offered in the market of secondary opening in reservoir beds. Furthermore, many manufacturing companies are modernizing previously existing methods, one of which is hydromechanical piercing perforation - a relatively new method of opening the reservoir to obtain a hydrocarbon influx in a gentle mode without any deformation of the initial state of the walls of the production string and cement ring. The developers of this method note a number of advantages compared to other types of perforation. The article describes the operation principle of the oil and gas production and the resulting effect, approach and selection of wells for this method.

Key words: perforation, clogging, pore contamination, geological and technical measures, reservoir.

### Информация об авторах

**Атауова Айгерим Салхаденовна** - старший инженер департамента мониторинга разработки, [aatauova@gmail.com](mailto:aatauova@gmail.com), [aigera83@mail.ru](mailto:aigera83@mail.ru),

**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы** - управляющий директор по моделированию и мониторингу разработки месторождений, [mardanov.A@llpcmg.kz](mailto:mardanov.A@llpcmg.kz),

**Юсубалиев Ренат Асылбекович** - директор департамента мониторинга разработки, [yussubaliyev.r@llpcmg.kz](mailto:yussubaliyev.r@llpcmg.kz)

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», г. Атырау

УДК 622.245 .51

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

К.Б. Асанов

*В данной статье представлены результаты проведения первого многостадийного гидроразрыва пласта в вертикальной скважине на месторождении в Актюбинской области. Месторождение с самого начала разрабатывается одним эксплуатационным объектом. Общая высота залежей местами достигает 400 м, соответственно, с начала разработки все продуктивные пласты были перфорированы всплошную. Опытная работа была проведена на скважине с перфорацией общей мощностью 182 м со вскрытием 4 продуктивных пластов. В целях вскрытия всех продуктивных пропластков трещинами и вовлечения их в разработку, было решено использовать 4-стадийную компоновку с системой муфт гидроразрыва пласта (далее – ГРП) с повторным циклом открытия/закрытия. В результате после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (далее – МГРП) с использованием данной технологии был получен 4-кратный прирост добычи нефти. В дальнейшем планируется применение данного метода на других скважинах-кандидатах месторождения.*

*Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, проницаемость, трещина, проводимость, скин-фактор, нефтеносность, верхнепермские отложения.*

Ранние работы по ГРП в добывающих скважинах данного месторождения отличаются особой сложностью при размещении проектных трещин и наличием неопределенностей. Вертикальные скважины со стандартной конструкцией, имеющие длинные перфорационные интервалы в относительно мощных пластах, усложняли проведение гидроразрыва пласта и увеличивали риск по неразмещению оптимального количества проппанта в трещину.

Неудавшиеся попытки проведения ГРП были вызваны различными факторами, такими, как бесконтрольный рост трещины в неопределенные зоны, одновременное развитие множественных трещин, низкая эффективность жидкости, неудовлетворительное качество проведенных ГРП и другие. Множество методов было применено для устранения указанных рисков – это сокращение дли-

ны перфорационных интервалов при подготовительно-завершительных работах, высокий расход закачки и контроль вязкости жидкости ГРП во время инициации трещины, использование песочных пачек для перекрытия многочисленных трещин, использование минимального количества перфораций и другие.

Большинство вышеизложенных вызовов при ГРП было урегулировано с помощью внедрения контроля качества и инженерного сопровождения процесса ГРП, но до сегодняшнего дня достичь решения задачи по одновременному охвату трещинами всех продуктивных залежей не удавалось. Вследствие этого, проанализировав предыдущие операции ГРП и их эффективность, был рассмотрен вариант применения компоновки МГРП, который позволил качественно обработать все продуктивные пласты.

## Сложности разработки месторождения

Промышленная разработка месторождения началась в 2003 г. В технологической схеме разработки, исходя из размещения продуктивных пластов, размеров и начальных геологических запасов, а также с учетом физико-химических свойств нефтей и геолого-гидродинамических характеристик коллекторов, в один эксплуатационный объект были объединены несколько пластов, обладающих высоким коэффициентом расчлененности.

Как показывает опыт разработки многопластовых объектов [1, 2], в процессе освоения подобных объектов возникают определенные сложности. При объединении нескольких пластов в один объект нарушается прямая связь между количеством поступающей из пластов жидкости и их гидропроводностью. В скважинах, где приобщаются под единый фильтр высокопроницаемые и низкопроницаемые пласты, последние, как правило, не дренируются, или дренируются очень слабо.

Установлено, что удельные коэффициенты продуктивности (продуктивность на 1 м нефтенасыщенной толщины) по скважинам многопластовых объектов значительно ниже средних значений по скважинам, которые эксплуатировались для отдельных пластов. Это показывает, что не все вскрытые в многопластовом объекте пласты работают. Кроме того, пласты работают асинхронно, т.е. скорость выработки заключенных в них запасов варьируется. В результате отдельные пласты быстрее вырабатываются и, в дальнейшем по ним поступает в добывающие скважины вода, не совершающая полезной работы по вытеснению нефти из пористой среды. Это приводит к снижению технологической и экономической эффективности разработки эксплуатационного объекта. Поэтому для регулирования указанного процесса были предусмотрены мероприятия по внедрению на месторождении методов и технологий, которые позволили бы в значительной степени избежать негативных последствий, с чем был связан проект по масштабному внедрению ГРП.

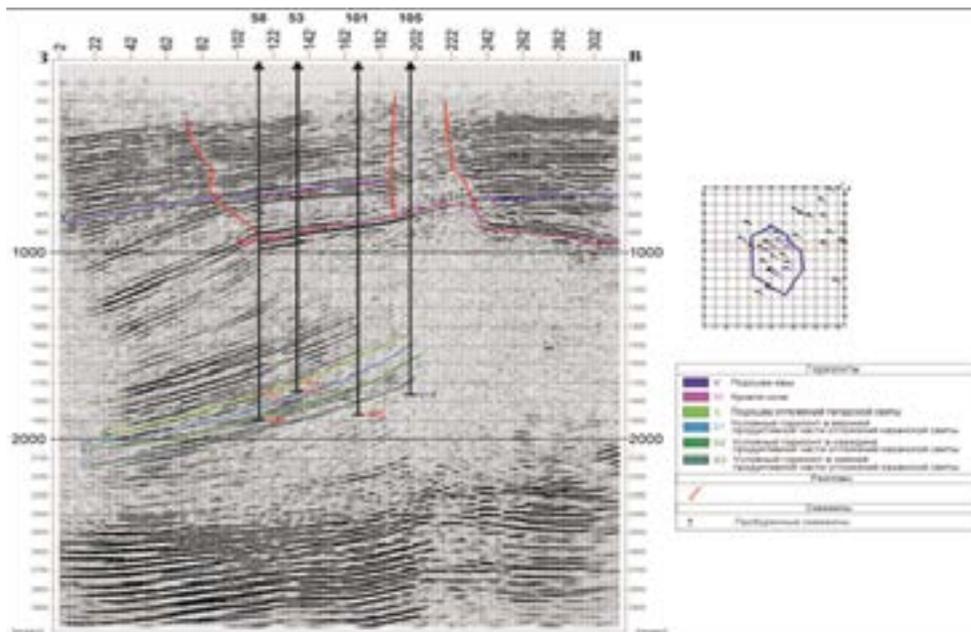


Рисунок 1. Сейсмический профиль месторождения

В период до 2016 г. на месторождении было проведено всего 4 ГРП, в двух из которых имела место преждевременная остановка процесса закачки (так называемый «СТОП»), вследствие чего работы не достигли желаемого результата.

Причинами низкой эффективности проведенных ГРП явились следующие факторы:

- 1) неконтролируемый рост трещин;
- 2) инициация нескольких конфликтующих трещин (рис. 2);
- 3) потеря эффективности жидкости ГРП;
- 4) неполный охват трещин всех продуктивных пластов (трещины развивались, в основном, в верхних пластах, нижние оставались не вовлеченными в разработку) (рис. 3).

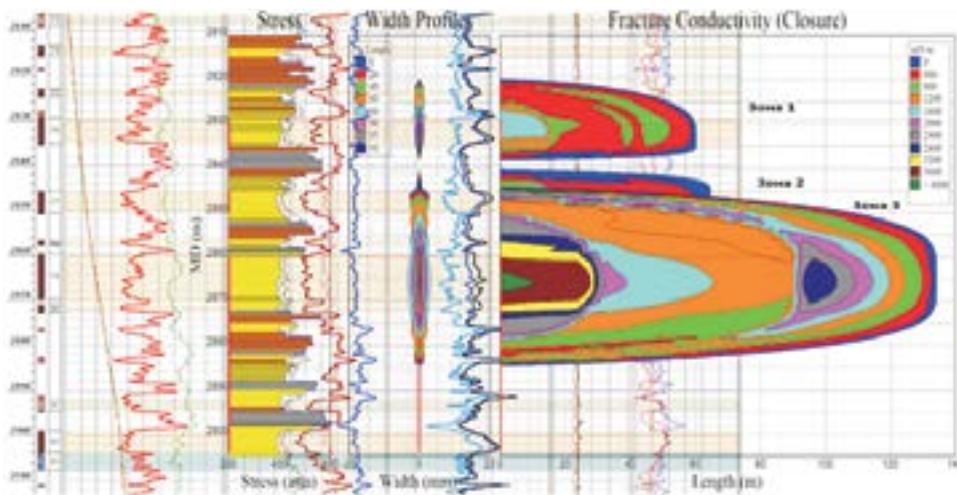


Рисунок 2. Образование трещин при протяженной перфорации многопластовых горизонтов

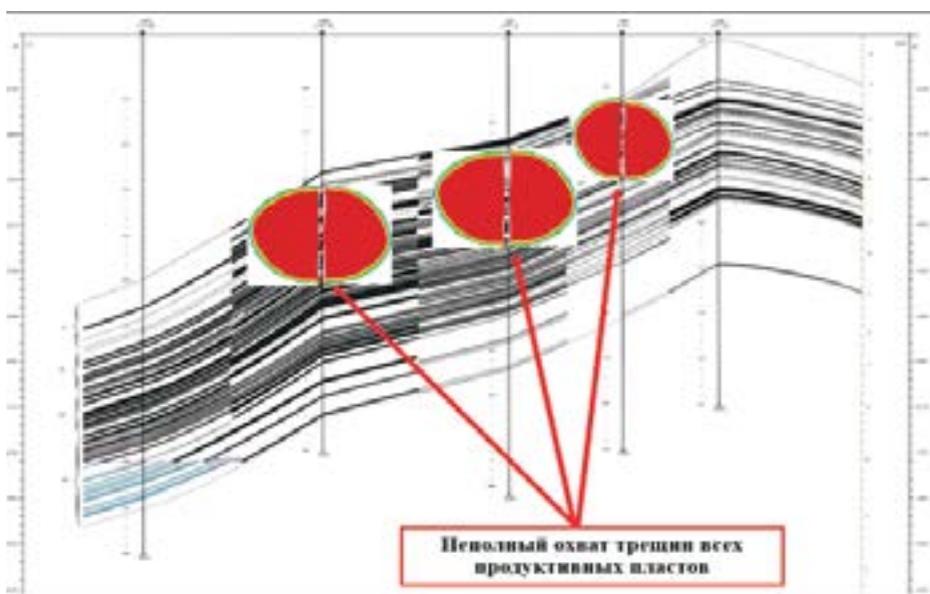


Рисунок 3. Распространение трещин ранее проведенных ГРП

## Выбор технологии МГРП

В целях улучшения качества работ и повышения успешности операций ГРП, были внедрены контроль качества и инженерное сопровождение ГРП, что позволило получить хороший эффект на 13 ГРП. Однако, в связи с наличием перфорированных интервалов с эффективной мощностью до 200 м, решить проблему с охватом трещиной всех продуктивных залежей не удалось.

Для решения данной проблемы был предложен метод компоновки МГРП в уже обсаженном стволе. Работа была важна для получения дополнительной добычи, раскрытия потенциала проведения МГРП на скважинах месторождений компании-недропользователя, вовлечения в разработку всех продуктивных пластов и проведения поинтервальных гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

После обзора существующих технологий МГРП [3] была выбрана компоновка с полнопроходной системой заканчивания с разбуриваемыми портами ГРП (рис. 4). Данная система имела следующие операционные преимущества:

- 1) высокая вероятность инициации и развития трещин в целевых интервалах;
- 2) возможность контроля развития трещин в высоту, которая будет зависеть от дизайна ГРП и компоновки;
- 3) охват всех продуктивных горизонтов трещинами за счет проведения многостадийного ГРП;
- 4) сокращение времени проведения МГРП;
- 5) активация растворимыми шарами;
- 6) якорная система хвостовика позволяет вращать его во время спуска;
- 7) пакеры спроектированы таким образом, чтобы обеспечить безаварийный спуск и предотвратить несанкционированную пакеровку;
- 8) возможность повторного открытия-закрытия циркуляционных окон в процессе эксплуатации скважины, что позволяет регулировать дебит скважины в зависимости от качества притока (при обводнении одного или нескольких интервалов);
- 9) возможность дополнительных подходов после завершения работ;
- 10) обеспечение работы всех вскрытых интервалов.

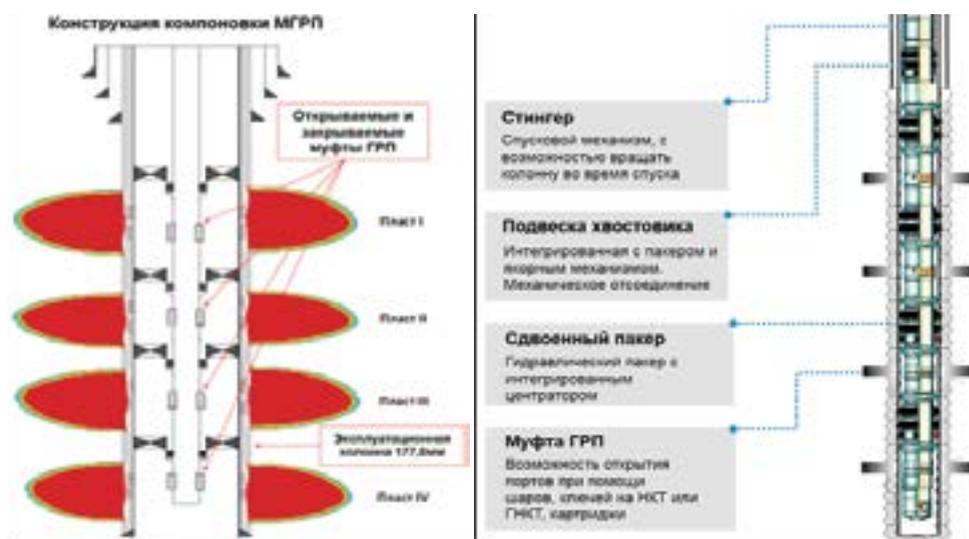


Рисунок 4. Конструкция компоновки МГРП

Для опытной работы была подобрана скважина № 108 по следующим критериям:

1) *Подходящая конструкция скважины.* Эксплуатационная колонна 177,8 мм, которая позволяет спустить компоновку МГРП.

2) *Потенциал увеличения добычи.* На скважине в 2017 г. проведена соляно-кислотная обработка (СКО). Получен прирост по нефти на 10 тонн/сут. Наличие потенциала прироста от ГРП.

3) *Коллекторские свойства.* По геологии скважина находится в зоне ухудшенных коллекторских свойств.

4) *Частичная работа интервалов перфораций.* Общее количество существующих интервалов перфораций составляло 11 интервалов, с общей мощностью до 182 м. По результатам определения профиля притока работали только 43% интервалов перфорации.

5) *Рентабельность потенциального прироста.* Произведен расчет экономической эффективности проведения МГРП с использованием компоновки, в результате индекс прибыльности PI (Profitability Index) оказался равным 2,98

(выше 1), в результате было принято заключение о рентабельности проекта.

### Проведение МГРП

Одним из основных и решающих факторов успешности операции МГРП является сдерживание трещин в изолированных продуктивных интервалах в целях недопущения интерференции трещин между собой, что может привести к неконтролируемым потерям жидкости ГРП и получению нежелательных осложнений. На основе литолого-петрофизической модели с привлечением результатов моделирования механических свойств была произведена оценка распространения трещины ГРП в высоту (рис. 5), что позволило разработать оптимальный дизайн МГРП с целью удержания трещин в продуктивных интервалах, а также обеспечения наибольшей полудлины трещины и стимулированного объема пласта. Были определены оптимальные для обеспечения высоких показателей добычи интервалы посадки муфт (соответственно, места инициации трещин), объемы проппанта и жидкости ГРП (табл. 1).

Таблица 1. Параметры дизайна МГРП

Параметр	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия
Масса проппанта, т	20 (16/30)	35 (16/30–30) (12/18 – 5)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», м <sup>3</sup>	15	26	30	30
Общий объем жидкости, м <sup>3</sup>	106	145	156	155
Расход, м <sup>3</sup> /мин	4	4	4	4
Максимальная концентрация проппанта, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000





Таблица 2. Параметры проведенных ГРП

Параметр	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия
Масса пропанта, т	20 (16/30)	34 (16/30 – 30) (12/18 – 4)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», м <sup>3</sup>	16	27	30	30
Общий объем жидкости, м <sup>3</sup>	106	114	157	129
Расход, м <sup>3</sup> /мин	4	4	4	4
Максимальная концентрация пропанта, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
Прирост мгновенного давления остановки закачки (МДОЗ), атм	32	-13	65	37

После проведения МГРП модели трещин были откалиброваны и адаптированы на основании фактических значений устьевого давления, полученных в результате основной закачки. Расчеты геометрии трещин на адаптированной модели показали, что интерференции трещин между интервалами не произошло, были достигнуты проектные параметры дизайна МГРП.

Важной частью успешного проведения МГРП явился заключительный комплекс работ, который включал в себя разрушивание седел муфт ГРП на полнопроходной размер, закачку азота для промывки и освоения, спуск электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) для полного освоения. На данный момент ожидается проведение гидродинамических исследований скважины и отбор глу-

бинных проб с помощью спуска инструмента для открытия и закрытия муфт.

### Анализ проведенных работ

В результате, после успешного проведения операции МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины, были достигнуты следующие цели:

Получен 4-кратный прирост добычи (рис. 8);

При ГРП охвачены все продуктивные пласты: I, II, III, IV;

Планируется проведение поинтервального отбора глубинных проб и дальнейших гидродинамических исследований;

По результатам проведенного комплекса работ планируется проведение аналогичных мероприятий на других скважинах.

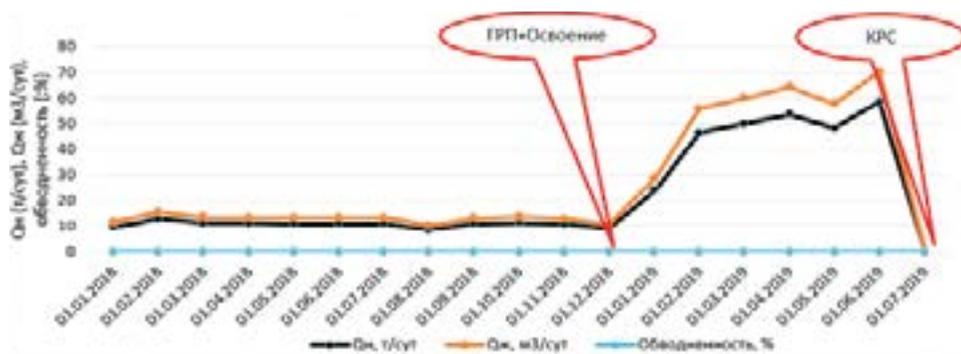


Рисунок 8. Дебит нефти до и после МГРП

Для дальнейшего применения технологии МГРП необходимо учитывать следующие факторы:

– Повторное заканчивание скважин действующего фонда для селективной обработки (интенсификации) и добычи – подтвержденное решение для скважин с несколькими вскрытыми продуктивными интервалами и с одновременной добычей.

– Обеспечение полнопроходного внутреннего диаметра хвостовика (муфт ГРП) с минимизацией затрат - полное исключение этапа фрезерования (высокие затраты на компоновку фрезерования с капитальным ремонтом скважин (КРС) или гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ), дополнительные потери жидкости при фрезеровании в пласт после интенсификации – снижение эффективности проведенного ГРП за счет кольматации во время освоения скважины).

– В целях контроля производительности скважин и принятия решений по регулированию дебита из различных интервалов необходимо разработать решение по определению качества притока, к примеру, установка систем трейсеров одновременно в системе заканчивания для

определения качества притока из каждого интервала на устье скважины (отдельный трейсер для каждого интервала).

### **Выводы**

Успешное проведение опытной работы показало, что МГРП с помощью установки компоновки в обсаженном стволе старой скважины возможно, и это открывает перспективы разработки существующих зрелых месторождений с наличием протяженных продуктивных интервалов с эффективной мощностью более 100 метров.

Правильный подход к подбору скважины-кандидата, подготовительно-завершительным работам и применение качественной технологии заканчивания и многостадийного гидравлического разрыва пласта, увеличили вероятность успешности работ на месторождении, расположенном в Западном Казахстане.

Данная образцовая работа показала, что установка компоновки МГРП является эффективной технологией заканчивания не только в горизонтальных скважинах с необсаженным стволом, но и в старых вертикальных скважинах с обсаженным стволом.

### **Список использованной литературы**

1. Pongratz R., Stanojic M., Martysevich V. PinPoint Multistage Fracturing Stimulation - Global Applications and Case Histories From Russia. – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October, Moscow, Russia. SPE-114786-MS.
2. Beatty K.J., McGowen J.M., Gilbert J.V. Pin-Point Fracturing (PPF) in Challenging Formations. – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January, College Station, Texas, U.S.A. SPE-106052-MS.
3. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – Орсэ Пресс Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов – ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2004, 194 с.

## ТІК ҰҢҒЫМАНЫҢ ЖЕРГЕ ҚАҒЫП ОРНАТЫЛҒАН ОҚПАНЫНДАҒЫ КӨП САТЫЛЫ ҚАБАТТЫ СУМЕН ЖАРУДЫҢ ТӘЖІРИБЕСІ

К.Б.Асанов

*Түйіндеме*

Бұл мақалада Ақтөбе облысының кен орнындағы тік ұңғымада алғашқы көп сатылы қабаттарды сумен жару (ҚСЖ) операциясын жүргізу нәтижелері келтірілген. Басынан бастап кен орыны бір пайдалану объектісімен әзірленеді. Кейбір жерлерде шөгінділердің жалпы биіктігі 400 м-ге жетеді, сәйкесінше игеру басталғаннан бері барлық өнімді қабаттар толығымен перфорацияланды. 4 өнімді қабаттарды ашумен жалпы қуаты 182 м перфорациясы бар ұңғымада тәжірибелі жұмыс жүргізілді. Барлық өнімді аралық қабатшаларды жарықшағы арқылы ашу және оларды игеруге тарту мақсатында қайталанатын ашу/жабу циклі бар қабатты сумен жару (бұдан әрі-ГРП) муфталары жүйесімен 4 – кезеңді жинақтауды пайдалану туралы шешім қабылданды.

Нәтижесінде осы технологияны пайдалана отырып, көп сатылы қабатты сумен жаруын (бұдан әрі – ҚСҚЖ) жүргізгеннен кейін мұнай өндіру 4 есеге артты. Болашақта осы әдісті басқа кандидат-ұңғымаларда қолдану жоспарланып отыр.

Түйінді сөздер: көп сатылы қабатты сумен жару, өтімділігі, жарылу, өткізгіштігі, скин-факторы, мұнайлылық, жоғарғы пермьдік шөгінділер.

## EXPERIENCE OF APPLICATION OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY IN A CASED VERTICAL WELL

K.B.Asanov

*This article presents the results of the first multi-stage hydraulic fracturing in a vertical well at a field in the Aktobe region. The field has been developed from the very beginning as one development object. The total height of the deposits in some places reaches 400 m; accordingly, since the start of development, all productive formations were perforated through without segregation. Field trial carried out on a well with perforation with a total thickness of 182 m revealed 4 productive formations. In order to open all productive layers with fractures and involve them in the development, it was decided to use a 4-stage layout with a hydraulic fracturing sleeve system with a repeated opening / closing cycle. As a result, after multi-stage hydraulic fracturing using this technology, a 4-fold increase in oil production was obtained. In the future, it is planned to apply this method to other candidate wells.*

*Key words: multistage hydraulic fracturing, permeability, fracture, conductivity, skin factor, oil content, Upper Permian deposits.*

### Информация об авторе

**Асанов Карим Балхашевич** – заместитель директора департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, [asanov.k@llpcmg.kz](mailto:asanov.k@llpcmg.kz)

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймұнайгаз», г. Атырау.

УДК 622.245

## ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Б.Т. Умралиев, А.Ф. Кенжалиев, М.Ж. Таскинбаев

*Данная работа посвящена изучению степени влияния электрического поля на деформационно-прочностные и фильтрационные характеристики цементного камня и герметичность кольцевого пространства. Электрическое поле оказывает негативное влияние на процесс формирования цементного камня и его контакт с разделяющими границами. В лабораторных условиях установлено, что плотность контакта цементного камня с колонной зависит от величины разности потенциалов между колонной и стенками скважины и ее полярности. Установлено, что процесс формирования цементного камня в электрическом поле зависит от состава тампонажной смеси, воды затворения, химобработок, температуры окружающей среды.*

*Ключевые слова: тампонажные материалы, методы цементирования скважин, электрический потенциал, электрические поля.*

В процессе строительства скважин нарушается равновесие, которое формировалось в горных породах разбуриваемого месторождения в течение долгого времени. Происходит локальное разрушение горной породы, в проницаемые пласты проникает фильтрат бурового и цементного растворов, оттесняя пластовый флюид от стенки скважины. В результате такого взаимодействия изменяются физические поля [1]: протекают окислительно-восстановительные и фильтрационно-адсорбционные процессы, которые приводят к возникновению локальных электрических потенциалов. Одновременно с этим в скважине изменяются поля давлений и температуры. Таким образом, формирование цементного камня в затрубном пространстве скважин происходит под воздействием различных факторов, которые могут оказывать негативное влияние на физико-химический процесс образования прочного низкопроницаемого камня и герметичного затрубного пространства.

При разработке тампонирующих материалов и технологий цементирования

скважин многими авторами учитываются возможные негативные факторы влияния окружающей среды на процесс формирования цементного камня [2], поэтому тампонажный раствор перед задавливанием в скважину подвергают механической и электромагнитной обработке, а после задавливания в скважину - тепловой. Однако, как показывает опыт, это не всегда приводит к положительным результатам.

Согласно работам Серякова А.С. и Крылова Д.А. [1, 2], а также результатам наших исследований установлено, что между колонной и стенкой скважины после задавливания тампонажного раствора образуется электрический потенциал, колеблющийся в процессе затвердевания раствора. Этот потенциал в интервалах различных пород может существенно различаться. Если учесть, что цементный раствор является щелочным электролитом, то образующееся электрическое поле будет оказывать влияние на процесс кристаллизации, а, следовательно, и на все характеристики цементного камня и его контакт с электродами - колонной и породой. Поэтому нами была поставлена задача – в

лабораторных условиях изучить степень влияния электрического поля на деформационно-прочностные и фильтрационные характеристики цементного камня и герметичность кольцевого пространства.

Лабораторные исследования влияния электрических полей на свойства цементного камня проводились на цилиндрических и кольцевых моделях. На цилиндрических моделях изучалось влияние вертикальных полей, а на кольцевых - радиального поля. Суть экспериментов состояла в том, что исследуемый тампонажный раствор заливали одновременно в несколько стеклянных цилиндров диаметром 30 мм и длиной 400-500 мм, в которых сверху и снизу были размещены металлические электроды. Электроды подключали к источнику электрического напряжения. Стеклянные цилиндры имели различную полярность, а амплитуда электродвижущей силы (далее – ЭДС)

устанавливалась исходя из решаемых задач эксперимента. После превращения тампонажного раствора в камень источник отключался, и исследовались свойства полученных образцов. Для этой цели они распиливались на равные части, высушивались, насыщались водой. Так определялось изменение пористости вдоль всей модели. Затем определялась их прочность на сжатие и кислотостойкость. Для различных тампонажных растворов получали не менее 3 образцов с одинаковой полярностью подключенного источника. Полученные результаты фиксировались и затем рассчитывалось среднее значение измеряемых величин. В табл. 1 приведены данные пористости, водопроницаемости и прочности на сжатие образцов, взятых с нижней и верхней частей модели при разнополярном подключении источника ЭДС, равного 0,8 В.

**Таблица 1. Результаты испытания образцов из ПЦГ**

Вид измерения	Полярность ЭДС			
	Верх (+)	Низ (-)	Верх (-)	Низ (+)
Вес сухого образца, г	12,47	11,46	14,53	12,67
Вес насыщенного водою образца, г	16,03	14,96	18,29	16,74
Пористость, %	28,5	30,5	25,9	32,1
Проницаемость, мД	1,8	1,1	1,3	2,2
Прочность на сжатие, кг/см <sup>2</sup>	176,0	159,0	112,0	131,5

Отдельные образцы цементного камня испытывались на кислотостойкость. Для этой цели они помещались в боксы с 10% водным раствором соляной кислоты и выдерживались в нем не менее часа. Через каждые 10-20 мин они извлекались

и взвешивались на лабораторных весах. По изменению общего веса определялась их кислотостойкость. В табл. 3 приведены результаты указанного испытания образцов.

**Таблица 2. Изменение веса образцов цементного камня в растворе соляной кислоты**

Время, мин	Вес образцов цементного камня, г			
	Полярность ЭДС			
	Верх (+)	Низ (-)	Верх (-)	Низ (+)
0	16,03	14,96	18,3	16,7
20	15,1	14,1	17,3	15,9
40	14,7	13,8	17,0	15,6
60	14,5	13,5	16,7	15,45
Изменение веса, г	1,53	1,46	1,6	1,25
Изменение веса, %	9,5	9,8	8,7	7,5

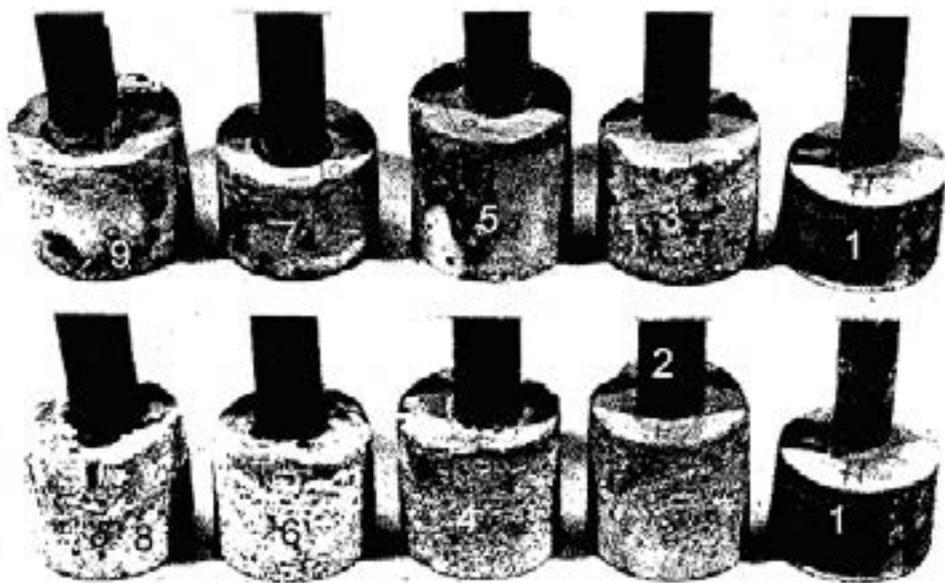
Анализ полученных в табл. 1-2 результатов доказывает существование влияния электрического поля на свойства получаемого цементного камня. У положительных полюсов формируется более прочный цементный камень, но с большей проницаемостью. Что касается пористости, то она зависит не только от полярности источника электрического напряжения, но и от того, с какой стороны он подключен: снизу или сверху модели.

Электрическое поле оказывает влияние на кислотостойкость образцов. У положительного полюса она немного выше, чем у отрицательного. Но если направление поля и седиментационного процесса совпадают, то кислотостойкость таких образцов ниже, чем у образцов с противоположно направленным полем, несмотря на то, что их прочность меньше. Кислотостойкость цементного камня зависит от химобработки тампонажного раствора, а также свойств тампонажной смеси.

Методика проведения экспериментальных работ на кольцевых моделях состояла в следующем. В искусственных или естественных кернах высверливались отверстия от 30 до 50 мм. После их пропитки минерализованной водой в них размещали металлические (сплошные или полые) стержни, диаметр которых определялся условиями опыта. В образовавшееся кольцевое пространство заливали исследуемый тампонажный раствор. К керну и стержню подключали источник постоянного электрического напряжения. Его амплитуда и полярность подключения определялись условиями и задачами проводимого эксперимента. Анализ образцов цементного камня позволил установить,

что получаемые результаты не зависят от минералогического состава материала, имитирующего горные породы. По этой причине большинство опытов проводили в стеклянных, пластмассовых или полиэтиленовых моделях цилиндрической формы, внутренние стенки которых обклеивались фольгой. Преимущество таких моделей заключалось в том, что они просто монтировались и разбирались.

Полученные на кольцевых моделях результаты приведены на рис. 1. К трубкам четных номеров были прикреплены положительные электроды внешних источников электрического поля, к нечетным моделям - отрицательные. К фольге подключались электроды противоположной полярности. Абсолютная величина напряжений подбирались таким образом, чтобы в моделях протекал ток в соответствии с возрастанием номеров: 1, 5, 10 и 20 мА. На модель под номером 1 напряжение не подавалось. Таким образом, в ней тампонажный раствор кристаллизовался без воздействия электрического поля. Общий обзор представленных на рисунке результатов свидетельствует о значительном влиянии полярности и амплитуды электрического поля на состояние границ с трубкой, имитирующей колонну, и фольгой, имитирующей породу. На положительно заряженных колоннах при определенной силе тока может протекать коррозионный процесс. На моделях 2 и 4 в процессе формирования камня поддерживался ток, соответственно равный 1 и 5 мА. Коррозии не наблюдалось, а цементный камень имел высокую адгезию с металлом.



**Рисунок 1. Состояние внешней поверхности цементного камня на границе с металлической трубкой и фольгой при различных величинах и направлений тока**

*3, 5, 7, 9 – на трубке минус (1, 5, 10, 20 мА); 2, 4, 6, 8 – на трубке плюс (1, 5, 10, 20 мА)*

При токе 10 мА (образец 6) происходит коррозия металла и оксид железа проникает внутрь камня. Еще более сильная коррозия наблюдается при токе 20 мА (образец 8). На границе с фольгой (внешняя граница), куда подключался отрицательный электрод, наблюдается отложение карбонатных солей, которые легко соскабливаются. Адгезия отсутствует, и фольга легко отстает от камня. Количество отложившихся солей оказалось пропорциональным амплитуде тока. На всех моделях контакт цементного камня с металлической трубкой плотный, граница непроницаема независимо от того, имеет место коррозия или нет. Хорошая адгезия с металлом отмечена на образцах, твердевших при малых токах (до 5 мА). Она значительно превышала адгезию цементного камня, полученного в отсутствие электрического поля.

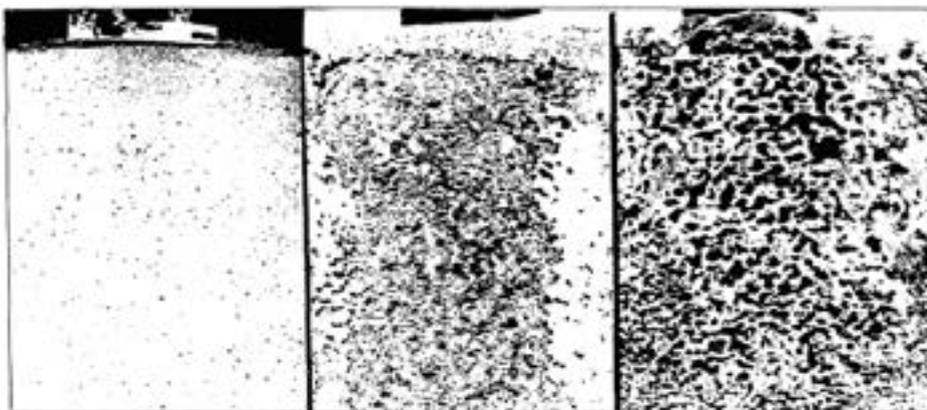
Цементный камень с отрицательно заряженной трубкой (образцы 3, 5, 7, 9) адгезии не имеет, граница - легко про-

цаемая для любой жидкости. Величина проницаемости зависит от амплитуды напряжения (тока), подаваемого на модель - увеличение напряжения приводит к пропорциональному росту проницаемости. Непроницаемая граница формируется при токе в 1 мА (образец 3). Хорошая адгезия образуется на границе с фольгой. На отрицательно заряженной колонне (трубке) откладываются минеральные соли. При извлечении трубки из цементного кольца они остаются на ее поверхности и отбиваются только путем механического воздействия. Исследования акустической аппаратурой показывают, что упругая волна на трубке с отложившейся солью затухает примерно в 20 раз сильнее, чем при их отсутствии. Подобные ситуации могут возникать в обсаженных скважинах после опрессовки, перфорации или других механических воздействий на колонну.

На рис. 2 и 3 приведены фотографии внешней и внутренней поверхностей моделей, цементы которых формировались

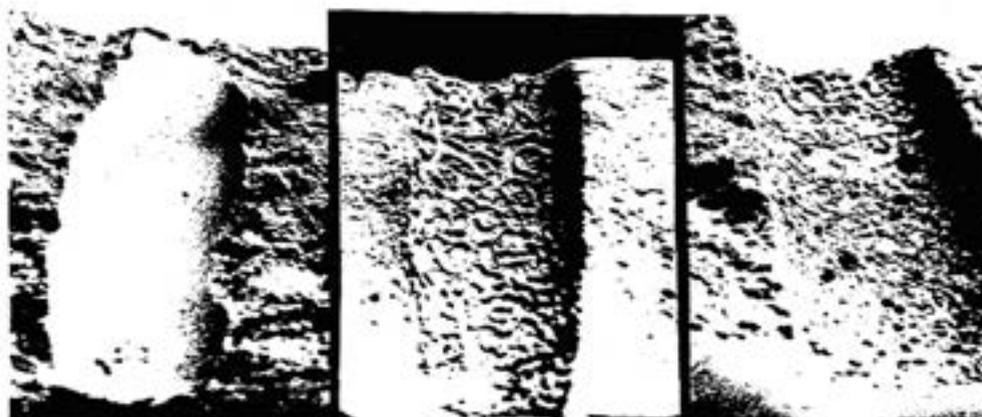
при различных отрицательных потенциалах на внешних электродах, имитирующих колонну. Первые (гладкие) поверхности, приведенные на обоих рисунках, формировались при отсутствии электрических напряжений. Вторые поверхности образовались при подключении к электроду отрицательного напряжения – минус 10 В, а

третьи – минус 20 В. Из рисунков видно, что вторые и третьи поверхности не могут иметь плотного контакта с породой, они проницаемы для жидкостей и газа. Во втором и третьем случае цементный камень до глубины в один сантиметр формируется непрочным, он легко разрушается и вступает в реакцию с кислотой.



**Рисунок 2. Состояние внешней поверхности цементного камня с породой при различных отрицательных напряжениях**

*0 В – слева; минус 10 В – середина; минус 20 В – справа*



**Рисунок 3. Состояние внутренней поверхности цементного камня с колонной при различных отрицательных напряжениях**

*0 В – слева; минус 10 В – середина; минус 20 В – справа*



**Рисунок 4. Образцы, полученные из тампонажного раствора, прошедшего химическую обработку**

*1,2 – хорошая адгезия с колонной; 3 – камень низкой прочности*

Путем химической обработки тампонажных растворов можно значительно расширить критический диапазон электрической разности потенциалов, при котором будет формироваться прочный цементный камень, имеющий хорошую адгезию как с колонной, так с породой (рис. 4). Однако, если не учитывать негативного влияния электрических полей на процесс формирования цементного камня, то при некоторых химических обработках можно получить тампонажный раствор, который только загустеет, но не образует камня (рис. 4, справа).

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что электрическое поле оказывает негативное влияние на процесс формирования цементного камня и его контакт с разделяющими границами. В лабораторных условиях установлено, что плотность контакта цементного камня с колонной зависит от величины разности потенциалов между колонной и стенками скважины и ее по-

лярности, причем ощутимое негативное влияние имеет пороговый предел: для различных цементов он превышает 40-50 мВ. Если колонна имеет положительный заряд, то контакт цементного камня с ней равномерный и плотный. При отрицательном потенциале формируется неплотный контакт, зависящий от величины потенциала. Для скважин с отрицательным зарядом на колоннах значение коэффициента качества цементирования  $K_c$  не превышает 0,35. Скважины с положительным зарядом рядом колонн имеют более высокий  $K_c$ , который увеличивается с ростом амплитуды заряда до 100-150 мВ. Дальнейшее увеличение потенциала колонн не оказывает влияния на  $K_c$ .

Установлено также, что процесс формирования цементного камня в электрическом поле зависит от состава тампонажной смеси, воды затворения, химических обработок, температуры окружающей среды.

---

## Список использованной литературы

1. Серяков А.С. Формирование тампонажного камня в затрубном пространстве под действием естественного электрического поля скважин. - Тр.ВНИИКр, "Формирование и работа тампонажного камня в скважине", Краснодар, 1984.
2. Крылов Д.А., Батырбаев М.Д., Розницин В.В. Солянокислотные обработки добывающих скважин на месторождении Узень. – "Нефтяное хозяйство", М., № 6, 1990, с. 69-71.

### ЭЛЕКТР ЖОЛДАРЫНЫҢ ДАМЫСУ САЯСАТЫНА ҚАТЫСУ

Б.Т Умралиев, А.Ф. Кенжалиев, М.Ж. Таскинбаев

#### *Түйіндеме*

*Бұл жұмыс электр өрісінің цемент тасының деформациялық беріктігі мен фильтрациялық сипаттамаларына әсер ету дәрежесін және айналмалы кеңістіктің тығыздығын зерттеуге арналған. электр өрісі цемент тастарының пайда болуына және оның бөлінетін шекаралармен байланысына теріс әсер етеді. Зертханалық жағдайда цемент тасының бағанмен жанасу тығыздығы баған мен құдықтың қабырғалары мен оның полярлығы арасындағы ықтимал айырмашылықтың мөлшеріне байланысты екендігі анықталды. Электр өрісінде цемент тастарын қалыптастыру процесі ұнтақтағыш қоспаның құрамына, араластырылған судың, химиялық өңдеуге және қоршаған ортаның температурасына байланысты екендігі анықталды.*

*Түйінді сөздер: ұнтақтағыш материалдар, ұңғымаларды цементтеу әдістері, электрлік потенциал, электр өрістері.*

### INFLUENCE OF ELECTRIC FIELDS ON THE QUALITY OF WELL CEMENTING

B.T. Umrailiev, A.F. Kenzhaliev, M.Zh. Taskinbayev

#### *Abstract*

*This work is devoted to studying the degree of influence of the electric field on the deformation-strength and filtration characteristics of cement stone and the tightness of the annular space. that the electric field has a negative effect on the formation of cement stone and its contact with dividing boundaries. In laboratory conditions it was found that the density of contact of the cement stone with the column depends on the magnitude of the potential difference between the column and the walls of the well and its polarity. It has been established that the process of formation of cement stone in an electric field depends on the composition of the grouting mixture, mixing water, chemical treatments, and ambient temperature.*

*Key words: grouting materials, well cementing methods, electric potential, electric fields.*

#### Информация об авторах

**Умралиев Бауржан Тажикенович** – докт. техн. наук, заместитель директора департамента технологий бурения, [B.Umraliyev@niikmg.kz](mailto:B.Umraliyev@niikmg.kz),

**Таскинбаев Малик Жаксылыкович** – директор департамента технологий бурения, [M.Taskinbayev@niikmg.kz](mailto:M.Taskinbayev@niikmg.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан

**Кенжалиев Алибек Фазылович** – канд. техн. наук, в прошлом Генеральный директор ТОО СП «Тенге»

УДК 625.24

## ОПЫТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ № 205 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖОЛАМАНОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБЛЕГЧЕННОГО ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА С АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ ДОБАВКОЙ

**Б.Т. Умралиев, М.Ж. Таскинбаев, А.К. Сейтов, К.Б. Ашимов, Т.М. Конуспаев**

*В данной работе проведен анализ местных сырьевых материалов в качестве облегчающих добавок к цементам, анализ данных по цементированию скважин, а также поиск путей снижения затрат на крепление скважин.*

*Разработаны составы облегченных тампонажных материалов, отвечающих геолого-техническим условиям крепления скважин, проведено цементирование скважины № 205 на месторождении Жоламанов, осуществлен анализ качества цементирования.*

*Ключевые слова: тампонажные материалы, облегченные тампонажные смеси, алюмосиликатная добавка, отходы теплоэлектростанций.*

Крепление является одним из ответственных этапов строительства скважин, от качества которого зависит их безопасная эксплуатация на протяжении всего жизненного цикла, предотвращающая при этом грифонообразование и выход пластовых флюидов на дневную поверхность, а также появление межколонных давлений и межпластовых перетоков при эксплуатации скважин.

Месторождения Эмбы разрабатываются уже на протяжении многих десятилетий, поэтому подобно многим зрелым месторождениям имеют низкие пластовые давления, а геолого-технические условия проводки скважин имеют значительные отличия от первоначальных, что создают некоторые проблемы в ходе строительства скважин.

Одной из таких сложных ситуаций является недоподъем цементных растворов за эксплуатационную колонну из-за наличия «слабых» горизонтов при применении тампонажных растворов нормальной плотности, который влечет за собой применение многоступенчатого способа цементирования скважин с ис-

пользованием муфты ступенчатого цементирования (далее – МСЦ), что имеет ряд недостатков, связанных с ее разовой функцией, а также влияния ее на долговечность и целостность скважин. В этих условиях наиболее рациональным является цементирование с применением цементных растворов двумя порциями – раствора нормальной плотности и облегченного раствора с учетом фактических значений пластовых давлений и прочностных характеристик горных пород.

Для разработки составов облегченных тампонажных материалов, отвечающих геолого-техническим условиям крепления скважин, необходимо выполнить широкомасштабные исследования по определению пригодности сырьевых материалов, провести испытание их непосредственно на месторождениях группы компаний АО НК «КазМунайГаз».

### Введение

Одним из путей решения поставленной задачи является использование добавок, обладающих многофункциональными свойствами. Компоненты

добавки должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть совместимыми с компонентами цементного раствора и реагентами, применяемыми для его обработки;
- не изменять реологических характеристик тампонажного раствора;
- способствовать образованию прочного, малопроницаемого цементного камня;
- обеспечить эффект расширения камня при твердении;
- иметь фазовый состав продуктов твердения, стойкий к агрессивным средам.

#### Теоретическое обоснование состава облегченного тампонажного раствора

Для получения облегченного цементного раствора плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup> в качестве базового вяжущего материала использован сульфатостойкий тампонажный портландцемент класса I-G ОАО

«Новотроицкий цементный завод» т.к. данный портландцемент соответствует геолого-техническим условиям месторождения Жоламанов.

Для улучшения технологических характеристик облегченного цементного раствора предлагается применять химические добавки, регулирующие реологические и фильтрационные свойства цементного раствора.

В качестве добавки для снижения плотности цементного раствора использованы алюмосиликатные добавки, которые представляют собой легкие высококачественные фракции продуктов сжигания угля и торфа на теплоэлектростанциях (далее - ТЭС), имеющие насыпную плотность 300-400 кг/м<sup>3</sup>.

Химический состав алюмосиликатной добавки АСЭ (АСЭ - алюмосиликат экибастузский) представлен в основном оксидами кремния (до 70%) и алюминия (до 28%) (табл. 1).

Таблица 1. Химический состав алюмосиликатной добавки, в %

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	SO <sub>3</sub>
58-68	32-38	1,4-2	1,9	1,0	1,5

Примечание: Температура обжига 1000-1200°С. Размер микросфер колеблется в пределах от 20 до 25 мкм.

- Применение АСЭ позволяет:
- снизить плотность цементного раствора (в широком диапазоне);
  - проявить пластифицирующий эффект при низких водоцементных отношениях (далее – В/Ц);
  - получить структуру цементного

камня с образованием более качественных продуктов твердения, таких как низкоосновные гидросиликаты кальция типа тоберморита, ксонотлита и др. (рис. 3);

- возможность использования ее при высоких давлениях, температурах и глубинах (до 5000 м).



Рисунок 1. Схема взаимодействия частиц цемента с облегчающей добавкой АСЭ

Образовавшиеся гидратные фазы в составе тампонажных смесей являются устойчивыми даже в условиях агрессивных компонентов, таких как сероводород и углекислый газ.

**Лабораторные исследования**

Предварительно проведенные в ТОО «Бургылау» лабораторные исследования технологических параметров цементного раствора с облегчающей добавкой показали хорошие результаты. Введение облегчающей алюмосиликатной добавки (АСЭ) от 10% до 30% в состав портландцемента позволяет снизить плотность цементного раствора с 1560 кг/м<sup>3</sup> до 1370 кг/м<sup>3</sup> при В/Ц = 0,46 (табл. 4). При этом прочность цементных камней на сжатие (твердение

при температуре 50°C) через 1 сутки (в зависимости от количества добавки 10-30%) снизилась с 13,8 МПа до 7,7 МПа, что соответствует требованиям ГОСТ 1581-96 [1] на облегченные тампонажные материалы (тип III-Об – не ниже 0,7 МПа).

Добавка невзрывчатой расширяющей смеси (далее – НРС) в количестве до 2% не влияет на плотность раствора и прочностные характеристики цементного камня, при этом сроки загустевания раствора несколько сокращаются, а сцепление цементного камня с ограничивающими поверхностями должно улучшаться.

Изменение величины консистенции цементного раствора с добавкой 30% АСЭ, выдержанного при температуре 50°C, представлено на рис. 2.

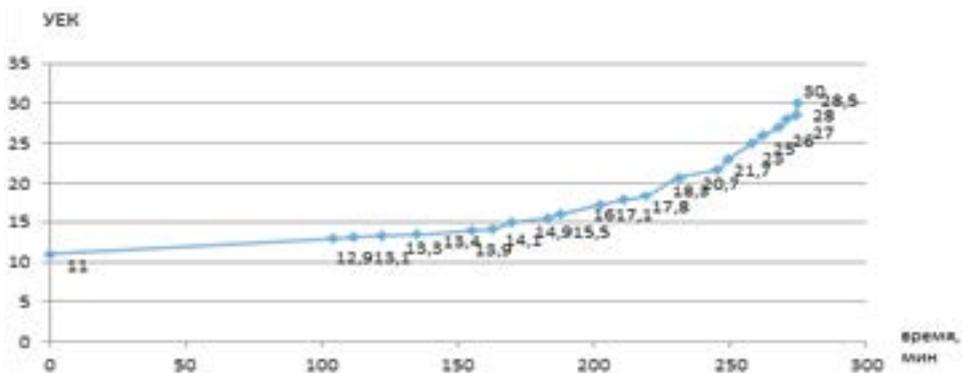


Рисунок 2. Изменение удельных единиц консистенции (УЕК) цементного раствора с добавкой 30% АСЭ при температуре 50°C

**Таблица 2. Технологические параметры тампонажного портландцемента с облегчающей алюмосиликатной добавкой АСЭ**

С использованием пресной воды для затворения, при температуре 50°C, В/Ц = 0,46

Наименование цемента	Водоотделение, мл	Растекаемость, см	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Начало схватывания, час, мин	Конец схватывания, час.-мин.	Прочность на сжатие, МПа, через 1 сут	Химическая добавка
ПЦТ I-G-CC-1	2	23	1,89	2 час 35 мин	3 час 30 мин	19,8	-
ПЦТ I-G-CC-1	2	23	1,89	2час 15 мин	3 час 10 мин	19,0	2% НРС
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	2	21	1,56	2 час 35 мин	3 час 45 мин	13,8	10% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	1	19	1,50	3 час 10 мин	4 час 20 мин	10,34	20% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0,5	19	1,37	3 час 45 мин	5 час 15 мин	7,7	30% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	21	1,56	2 час 15 мин	3 час 40 мин	13,8	2% НРС; 10% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	19,5	1,49	2 час 20 мин	3час 45 мин	10,34	2% НРС; 20% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	19	1,37	2 час 30 мин	4 час 40 мин	7,67	2% НРС; 30% АСЭ
Оптимизированный состав тампонажного цемента с облегчающей добавкой							
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	17	1,37	0 час 50 мин	1 час 45 мин		3% CaCl <sub>2</sub> ; 28% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	18	1,41	2 час 25 мин	3 час 35 мин	10,7	2% НРС; 25% АСЭ
ПЦТ I-G-CC-1 Новотроицкий	0	17	1,37	1 час 25 мин	2 час 45 мин	12,9	1% CaCl <sub>2</sub> ; 25% АСЭ

В результате обработки лабораторных данных получены следующие уравнения (табл. 3).

**Таблица 3. Результаты обработки лабораторных данных**

№	Параметр	Уравнение регрессии в кодированном виде
1	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	$\rho = 1465 - 95,0 * X_1$
2	Растекаемость, см	$D = 20 - X_1$
3	Сроки начала схватывания (50°C), мин	$T_{н.схв} = 166,25 + 21,25 * X_1 + 23,75 * X_2$
4	Прочность на сжатие (50°C), МПа	$\sigma_{сж} = 9,2175 - 1,5325 * X_1 - 1,525 * X_2$

Примечание: X<sub>1</sub> – количество добавки АСЭ; X<sub>2</sub>-количество добавки НРС

По результатам лабораторных тестов тампонажных смесей при различных соотношениях компонентов, сделан вывод об их применимости на скважинах со «слабыми» градиентами давлений. При этом установлено, что для обеспечения плотности раствора 1400 кг/м<sup>3</sup> достаточно ввести в состав цемента ПЦТ

I-G-100 добавку АСЭ в количестве 20-25%, что обеспечивает достаточную прочность цементного камня в широком диапазоне температур.

**Подготовительные работы к цементированию**

По предварительному согласованию с Департаментом бурения и капитально-

го ремонта скважин АО «Эмбаунайгаз» было решено применить облегченные добавки для цементирования скважины № 205 на месторождении Жоламанов (НГДУ «КайнарМунайГаз»), где условия применения тампонажных цементов нормальной плотности привело бы к поглощению раствора и гидроразрыву горных пород.

Конструкция скважины представлена в табл. 4, разрез литологически сложен терригенными породами с градиентами давлений на глубине 1000 м (на 1 м):

пластового/порового – 0,105 кгс/см<sup>2</sup>;  
гидроразрыва – 0,107 кгс/см<sup>2</sup>.

Основываясь на предварительно проведенных испытаниях, для условий крепления скважины № 205 подобран состав облегченного тампонажного раство-

ра, проведены лабораторные испытания разработанного состава, облегченного тампонажного материала в лабораториях компании Халлибуртон и филиала «Каспиймунайгаз» в г. Атырау. Лабораторные анализы цементных растворов производились согласно двум стандартам, которые являются руководящими документами в РК - ГОСТ 26798.1-96 и СТ РК ИСО 10426-2-2012.

Для улучшения реологических характеристик применен химический реагент - конденсированная сульфид-спиртовая барда (далее – КССБ), для расширения – невзрывчатая расширяющая смесь (далее – НРС) и химический реагент для улучшения сцепления с колонной и стенкой скважины – Крепь-1.

**Таблица 4. Конструкция скважины №205**

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Высота подъема цемента,
Направление	20	До устья
Кондуктор	200	До устья
Эксплуатационная колонна	1000	До устья

Подготовка к цементированию эксплуатационной колонны производилась согласно плана работ. Проведены следующие лабораторные исследования соответствия параметров цементных растворов условиям цементирования скважины: плотности, растекаемости, времени загу-

стования, прочности на сжатие и на изгиб, которые соответствовали требованиям ГОСТ 26798.1-96 и ГОСТ 1581-96 (табл. 5) [2].

В качестве буферной жидкости использован раствор Richmolle Buffer в объеме 7 м<sup>3</sup>.

**Таблица 5. Результаты лабораторных испытаний тампонажных составов для 1 и 2 порции цементного раствора**

Наименование	Состав порции	
	Порция 1: ПЦ I-G +АСЭ (25%)+НРС (2%)+КССБ (0,25%)+Крепь (0,7%)	Порция 2: ПЦТ I-G (100%)
Плотность	1400 кг/м <sup>3</sup>	1850 кг/м <sup>3</sup>
Растекаемость	19 мм	22,25 мм
Время загустевания		
- начало	6 час 05 мин	4 час 45 мин
- конец	7 час 00 мин	5 час 30 мин
Прочность на сжатие/изгиб	10,54 МПа /2,88 Мпа	3,84 МПа/14,27МПа

Состав цементного раствора и количество материалов, использованное для

цементирования скважины приведены в табл. 6.

**Таблица 6. Состав облегченного цементного раствора**

Материал	Количество
Цемент класса I-G 100%	19 т
Алюмосиликатная добавка АСЭ 25%	3,85 т
Расширяющая добавка НРС 2%	300 кг
КССБ 0,25%	20 кг
Крепль-1 0,7%	50
Richmolle Buffer	25

Моделирование процесса цементирования и расчет значения гидродинамического давления и устьевое давление рассчитаны на ПО «WellPlan» и «Paradigm», при этом в расчетах были использованы фактические реологические данные бурового и тампонажных растворов и буферной жидкости.

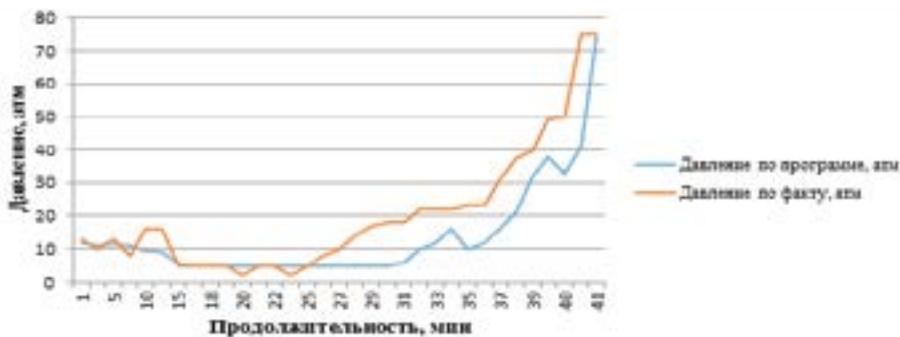
Приготовление облегченной тампонажной смеси осуществлялось путем очередной затарки компонентов в силосы в необходимых соотношениях по «Сэндвич методу» на буровой. Приготовленная тампонажная смесь в смесительных установках 4 раза перебункеровалась. Предварительно подготовлено необходимое количество технической воды для затворения цемента с затворением порошкообразного КССБ.

**Процесс цементирования**

Процесс цементирования 168,3 мм

эксплуатационной колонны проводился согласно плана работ. При замешивании и закачки облегченного и цементного раствора нормальной плотности осложнений не наблюдалось, однако во время продавки после 5 м<sup>3</sup> устьевое давление на агрегате выросло до 10 атм (плановое устьевое давление 5 атм) при скорости прокачки 900 л/мин (рис. 3). Продавливание цементного раствора продолжилось со скоростью 900 л/мин до 11 м<sup>3</sup> при устьевом давлении 17-19 атм. Далее, для предотвращения гидроразрыва горных пород путем снижения скорости прокачки до 600 л/мин снизили устьевое давление до 11 атм. Оставшийся объем продавочной жидкости прокачали с разницей от планового устьевое давления на 7-10 атм и тем самым обеспечили выход цементного раствора до устья плотностью 1,40 г/см<sup>3</sup>. Потеря циркуляции во время работы не наблюдалась.

Отклонение устьевое давления от планового, объясняется тем, что во время продавливания 5 м<sup>3</sup> цементный раствор вышел из-под башмака, и началась дегидратация в открытом стволе из-за высокого показателя фильтрации (897 мл / 30 мин). Объем открытого ствола по данным кавернограммы на 400 м составил 6,78 м<sup>3</sup>. Из-за малого интервала открытого ствола и небольшой глубины у цементного раствора полная дегидратация не произошла.



**Рисунок 3. Изменение давления в процессе закачки цементного раствора**

Качество цементирования определялось акустической цементометрией (рис. 4). Доля сплошного сцепления акустическая цементометрия (далее – АКЦ) облегченного цементного камня с учетом

граничных значений в интервале открытого ствола 600-980,9 м составила 90,1%, в интервале облегченного цементного камня в открытом стволе 600-775 м составила 95,6%.

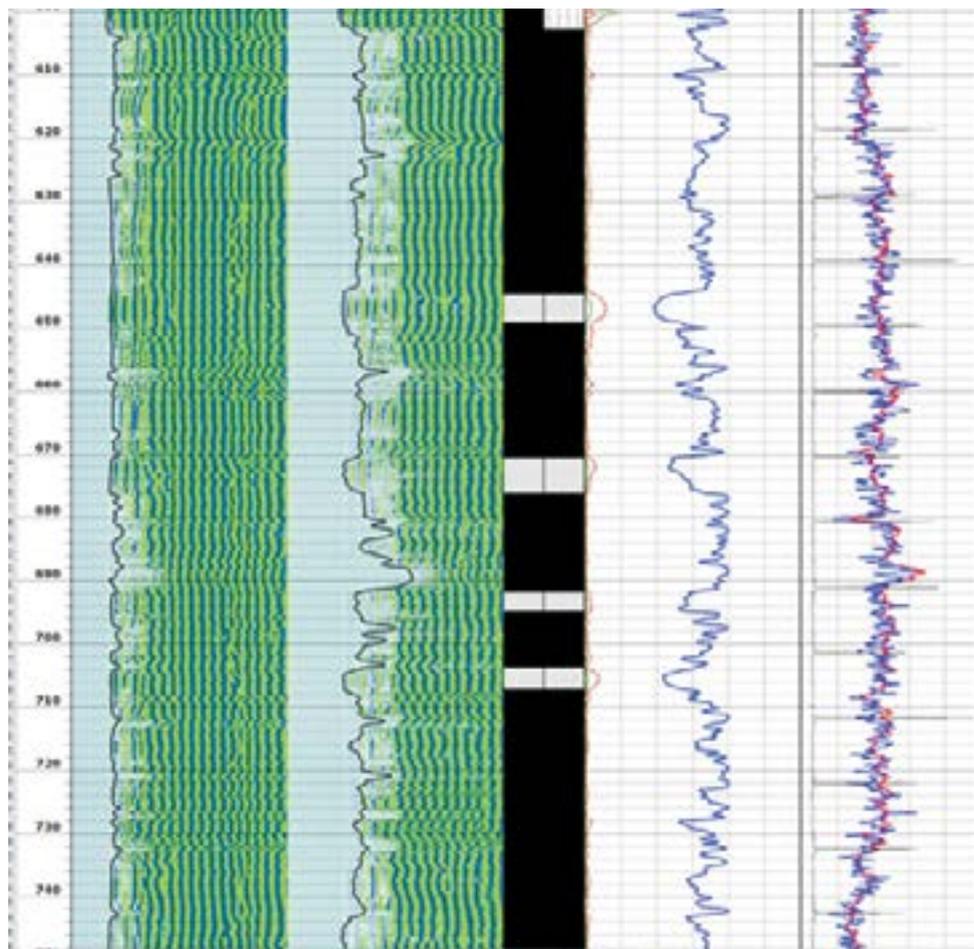


Рисунок 4. Качество цементирования скважины № 205

Анализ данных по цементированию на ранее пробуренных скважинах в период с 2014-2016 гг. на данном месторождении показал, что доля сплошного сцепления в открытом стволе составила не более 50%, что значительно ниже полученного результата с использованием облегченного цемента с добавкой АСЭ.

#### Выводы по результатам работы

Таким образом, основываясь на результатах цементирования скважины

№ 205, эффект от применения тампонажного материала с облегчающей добавкой заключается в следующем:

1. Снижаются затраты (цементный раствор, работа техники), связанные с поглощением большого количества цементных растворов в «слабые» пласты.
2. Применение одноступенчатого способа сокращает продолжительность цементирования скважин и расходы, связанные с ним, по сравнению с традиционно применяемым на месторождении

двухступенчатым способом цементирования.

3. Сокращаются затраты на приобретение дополнительных элементов обсадных колонн, применяемых при двухступенчатом способе цементирования (МСЦ, пробки).

4. Исключается риск возникновения инцидентов от применения бракованных МСЦ заводского исполнения, тем самым обеспечивается целостность эксплуатационных колонн.

5. Снижается депрессивное воздействие на продуктивный пласт, исключающее его загрязнение. При этом сокраща-

ются сроки освоения скважин.

6. Обеспечивается высота подъема цементного раствора до устья и улучшается показатель сцепления цемента с колонной, что позволят предотвратить заколонные перетоки, снизить риск возникновения коррозии эксплуатационных колонн, а также сокращает количество ремонтов, связанных с восстановлением их герметичности и изоляцией водопритоков.

7. В конечном итоге, все вышеперечисленные моменты могут снизить зависящие и не зависящие от времени затраты на строительство скважин.

#### Список использованной литературы

1. ГОСТ 1581-96 Межгосударственный стандарт Портландцементы тампонажные.
2. ГОСТ 26798-96 Межгосударственный стандарт Цементы тампонажные. Методы испытаний.

#### **АЛЮМОСИЛИКАТ ҚОСПАСЫ БАР ЖЕҢІЛДЕТІЛГЕН ЦЕМЕНТ ЕРІТІНДІСІН ҚОЛДАНА ОТЫРЫП, ЖОЛАМАНОВ КЕН ОРНЫНДАҒЫ № 205 ҰҢҒЫМАНЫ ЦЕМЕНТТЕУ ТӘЖІРИБЕСІ**

**Б.Т. Умралиев, М.Ж. Тасқынбаев, А.К. Сейтов, К.Б. Әшімов, Т.М. Қоныспаев**

*Түйіндеме*

*Аталған жұмыста цементтерге жеңілдетілген қоспалар ретінде жергілікті шикізат материалдарына, ұңғымаларды цементтеу бойынша деректерді талдау, сондай-ақ, ұңғымаларды бекіту шығындарын төмендету жолдарын іздестіруге талдау жүргізілді.*

*Ұңғымаларды бекітудің геологиялық-техникалық шарттарына жауап беретін жеңілдетілген тампонаждық материалдардың құрамы әзірленді, Жоламанов кен орнындағы № 205 ұңғыма цементтелді, цементтеу сапасына талдау жасалды.*

*Түйінді сөздер: тампонаждық материалдар, жеңілдетілген тампонаждық қоспалар, алюмосиликатты қоспа, жылу электр станцияларының қалдықтары.*

#### **CASE OF CEMENTING OF WELL No. 205 AT ZHOLAMANOV FIELD WITH THE APPLICATION OF LIGHT-WEIGHT CEMENT MORTAR WITH ALUMINOSILICATE ADDITIVE**

**B.T. Umraliyev, M.Zh. Taskinbayev, A.K. Seitov, K. B. Ashimov, T.M. Konuspayev**

*In this work, we perform an analysis of local raw materials as facilitating additives to cements, analysis of data on cementing of wells, and also search for ways to reduce the cost of well cementing.*

*Compositions of lightweight cementing materials that meet the geological and technical conditions for well attachment have been developed, cementing of well No. 205 at the Zhola-manov field has been carried out, and cementing quality has been analyzed.*

*Key words: grouting materials, lightweight grouting mixtures, aluminosilicate additive, wastes of thermal power plants.*

### **Информация об авторах**

**Умралиев Бауржан Тажикенович** – заместитель директора департамента технологий бурения, *B.Umraliyev@niikmg.kz*

**Таскинбаев Малик Жаксылыкович** – директор департамента технологий бурения, *M.Taskinbayev@niikmg.kz*

**Сейтов Айдынғали Кабдығалиевич** – научный сотрудник департамента технологий бурения, *A.Seitov@niikmg.kz*

**Ашимов Канат Берикханович** – заместитель директора департамента контроля и технологического сопровождения, *K.Ashimov@niikmg.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.

**Конуспаев Тынышбек Мурзағалиевич** – директор департамента буровых работ и капитального ремонта скважин в АО «Эмбаунагаз», *T.Konyuspaev@emg.kmger.kz*

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунагаз» в г. Атырау.

УДК 502.057

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ПЯТНА И КОНТРОЛИРУЕМОЕ СЖИГАНИЕ ЕГО НА МЕСТЕ РАЗЛИВА

Ж.А. Кулекеев, Г.К. Нуртаева, Г.А. Жарикесов

*Исследование посвящено разработке методов ликвидации аварийных разливов нефти, в частности, метода контролируемого сжигания нефти с использованием хердеров в опытно-полевых условиях, максимально приближенных к реальным. Ранее было проведено исследование [1], в котором определены условия и эффективность хердеров Siltech OP-40 и ThickSlick 6535 для кашаганской нефти в искусственной морской воде с соленостью, характерной для Северного Каспия. На основании результатов этой работы, показавшей эффективность хердеров по отношению к выветренной кашаганской нефти, было проведено крупномасштабное полевое испытание по контролируемому сжиганию нефти на территории гавани Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти, пос. Дамба Атырауской области. В полевом испытании было разлито 400 л нефти, нефтяное пятно локализовано и утолщено с помощью хердера OP-40, сжигание нефти осуществлено с эффективностью 95%.*

*Ключевые слова: разлив нефти, хердеры, диспергенты, Кашаган, казахстанский сектор Каспийского моря, соленость воды, сжигание нефти.*

### Введение

В связи с разработкой месторождения Кашаган в северном Каспии возникает необходимость в изучении возможностей, оптимальных условий и эффективности применения различных методов ликвидации разливов нефти в казахстанском секторе Каспийского моря (далее – КСКМ).

Особенности Каспийского бассейна вызывают необходимость проведения самостоятельных исследований применительно к региону КСКМ, поскольку условия применения технических и химических средств ликвидации разливов в Каспийском море заметно отличаются от тех условий, на базе которых были получены положительные результаты научных исследований учеными других стран мира.

КСКМ является водным бассейном, замерзающим в зимний период времени, что делает стандартные технологии реагирования на разливы нефти в зимнее время трудновыполнимыми. Зимой разлитая нефть сохраняется в месте разлива значи-

тельно дольше, так как ее испарение идет более медленно, или же она может оказаться в ловушке во льду или подо льдом, в результате становится труднодоступной для бактериального разложения. Из-за перечисленных особенностей возникает необходимость проведения исследований для разработки метода утилизации нефтяных разливов в ледовых условиях на Каспийском море.

Как показывает международный опыт, наиболее предпочтительным методом ликвидации разливов нефти в зимнее время является сжигание нефти, которое в последние годы применяется совместно со специальными поверхностно-активными веществами, локализирующими нефтяное пятно и, вследствие этого, увеличивающими толщину нефтяного пятна. В связи с этим настоящим проектом было предусмотрено проведение полевого испытания сжигания нефтяного пятна на месте разлива в условиях температуры воды, близкой к замерзанию, и применение эффективных химических собирателей - хердеров.

## Основная часть

В случае больших разливов нефти, как правило, применяются все существующие методы реагирования, в том числе использование химических средств ликвидации (диспергенты), а также контролируемое сжигание нефти на море.

По результатам многочисленных исследований, рекомендаций после ликвидации разливов, метод сжигания нефти на море является одним из предпочтительных методов в случае больших разливов нефти на море, когда под действием ветра и течений нефтяное пятно быстро распространяется на большие расстояния, при этом значительно увеличиваются и площадь разлива, и объем разлитой нефти вследствие поглощения воды.

Как показывают проведенные экспериментальные исследования [2], на воспламеняемость и сжигание нефти на воде оказывают влияние скорость ветра, высота волн, степень выветренности нефти, степень эмульгирования нефти.

## Материалы и оборудование

Полевые испытания проводили с сырой кашаганской нефтью. Плотность сырой дегазированной кашаганской нефти составляет 0,800 г/мл, вязкость 3,02 мПа\*с (при 15°C). Однако, как показывают экспериментальные исследования в лабораторных бассейнах размером 1 м<sup>2</sup>, эффективное сжигание характерно для отбензиненной при 200°C нефти, плотность которой 0,865 г/мл, вязкость 22,6 мПа\*с.

С этой целью было проведено выветривание 1000 л нефти с помощью обдува нефти горячим воздухом, в результате чего получено 500 л выветренной нефти с плотностью 0,855 г/мл.

Для локализации нефтяного пятна использовался хердер Siltech OP-40. В исследовании [1] было определено, что OP-40 более эффективно стягивает нефтяное пятно и, как следствие, приводит к его утолщению. Распыление хердера осуществлялось с помощью пульверизатора

(разбрызгивателя).

Использовались огнестойкие боновые заграждения (Pigboom) – 300 м, надувные боновые заграждения Ro-Boom – 15 м, надувные боновые заграждения Ro-Beach – 30 м.

Разлив нефти, распыление хердера, поджиг нефти осуществлялось с судов (судно USD – для разлива нефти, судно FRC – для распыления хердера, поджига нефти). Для разлива нефти использовался лист фанеры размером 70\*70 см.

Для поджига нефти использовались самодельные воспламенительные устройства, содержащие фальшфейер и топливную смесь.

Наблюдения за процессом горения нефти осуществлялось с помощью видеосъемки, проводимой дроном.

Температура воды измерялась с помощью пирометра.

Для сбора остатков нефти после завершения сжигания использовались сорбирующие боны.

## Методика проведения полевых испытаний

Предварительно до разлива нефти на территории гавани устанавливаются огнеупорные боны. На воду спускается лист фанеры, на которую производится разлив нефти. После разлива всей нефти лист фанеры поднимается. Далее по периметру нефтяного пятна распыляется хердер. После локализации нефтяного пятна осуществляется поджиг нефтяного пятна. По завершении осуществляют очистку водной поверхности с помощью сорбирующих бонов.

В целях оценки воздействия на окружающую среду эксперимента полевого сжигания нефти, обработанной хердером, проводился мониторинг состояния компонентов окружающей среды, в частности, атмосферного воздуха, воды, донных отложений, фитопланктона, зоопланктона, макрозообентоса, микроорганизмов и орнитофауны.

## Проведение полевого испытания и его результаты

Полевые испытания проводили 14 ноября 2018 года на территории гавани

Северо-Каспийской экологической базы реагирования на разливы нефти (далее – СКЭБР), пос. Дамба Атырауской области.



**Рис. 1. Территория СКЭБР**

Для проведения полевого испытания специально был выбран осенний период, с температурой воды, близкой к замерзанию, с не очень сильным ветром и в отсутствие волн. Температура воздуха 4-5°C, температура воды – 0-2°C (местами поверхность воды была покрыта тонким

льдом), ветер 3 м/с.

В полевом испытании использовано 400 л выветренной нефти и 2 л хердера ОР-40.

За день до испытаний на территории гавани были установлены огнеупорные боны в форме квадрата 75\*75 м.



**Рис. 2. Построение бонов в форме квадрата, 13 ноября 2018 г.**

Для перекрытия выхода из гавани в русло реки Урал были использованы надувные боновые заграждения Ro-Boom (Десми) длиной 50 м и Ro-Beach (Десми) длиной 30 м. При этом у берега с обеих

сторон установлено по 15 м бонов Ro-Beach (Десми), которые защищают не только водную среду, но и береговую полосу. В середине размещено 50 м Ro-Boom (Десми).



**Рис. 3. Расположение бонов в гавани**

Разлив нефти осуществлялся с судна на лист фанеры, спущенный на воду для того, чтобы нефть плавно растекалась по воде. При разливе нефти в границах бонового заграждения образовалось нефтяное пятно диаметром около 30 м.

После окончания процесса разлива нефти фанера была поднята, по периметру пятна был нанесен хердер ОП-40. Стягивание нефтяного пятна началось через 20-30 минут после нанесения хердера, однако нефтяное пятно под воздействием ветра переместилось в западный угол бонового заграждения.

Толщина нефтяного пятна после нанесения хердера при визуальном осмотре составила около 4-5 мм. Из-за

льда пятно разделилось на две части.

В первую очередь было подожжено самое большое пятно, время горения 13 минут. С помощью струи водомета проведен сбор остатков нефти и после этого подожжено второе пятно, время горения 12 минут. Третий поджиг остатков нефти длился 5 минут. При сборе остатков нефти с помощью водометов в угол бонового ограждения произошло четвертое возгорание нефти от горячей бутылки воспламенителя. Продолжительность сгорания пятна нефти составила около 7 минут. Общая продолжительность процесса сжигания нефти составила 37 минут.



Рис. 4. Сжигание нефти

После окончания процесса горения нефти с помощью сорбирующих бонов остатки нефти были собраны и утилизированы согласно процедуре. Дымка от сжигания нефти полностью исчезла через полчаса после завершения процесса сжигания.

Полевые наблюдения и отбор проб проводились 12 ноября (фон, до испытаний), 14 ноября (сразу после испытаний, которые проводились 14 ноября) и 17 ноября (через 3 дня после испытаний) 2018 года с маломерного судна. Отбор проб осуществлялся с пяти точек на территории гавани и одной точки в русле реки Урал.

Силами привлеченных экологов (ТОО «КАПЭ») были проведены следующие анализы:

1.  $\text{NO}$ ,  $\text{NO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{C}_1\text{-C}_5$ ,  $\text{C}_{12}\text{-C}_{19}$  - атмосферный воздух;
2. Аммонийный азот, нитритный азот, нитратный азот, общий растворенный азот, общий фосфор, тяжелые металлы, ртуть, фенолы, СПАВ, общая концентрация углеводородов, полиароматические углеводороды, БПК органический углерод - вода;
3. Тяжелые металлы, фенолы, углерод органический, общая концентрация углеводородов, полиароматические углеводороды - донные отложения;
4. Таксономический состав и частота встречаемости фитопланктона Cyanobacteria, Bacillariophyta, Miozoa, Ochrophyta, Chlorophyta, Euglenozoa - фитопланктон;

5. Таксономический состав и частота встречаемости зоопланктона Rotatoria, Copepoda, др. - зоопланктон;

6. Таксономический состав и частота встречаемости макрозообентоса Vermes, Crustacea, Insecta - макрозообентос;

7. Определение общего количества микроорганизмов, определение общего числа сапрофитов, актиномицетов и грибов, определение биомассы микроорганизмов, определение нефтеокисляющих микроорганизмов - микробиология;

8. Видовой состав и численность птиц - орнитофауна.

9. Результаты анализов показывают, что эксперимент, практически, не повлиял на окружающую среду акватории гавани СКЭБР.

## Выводы

Проведенное полевое испытание дает возможность сделать следующие выводы:

Данные крупномасштабные полевые испытания по ликвидации 400 л разлитой нефти на открытой воде проводились в Казахстане впервые;

Полевые испытания подтвердили возможность использования сжигания нефти на море как метода ликвидации разливов в реальных условиях в казахстанском секторе Каспийского моря;

Полевые испытания подтвердили

эффективность исследованного в лабораторных условиях хердера ОР-40;

Ликвидация 400 л разлитой кашаганской нефти проведена за 1,5 часа, эффективность ликвидации разлива оценивается в 95%;

Результаты анализа воды после испытаний показывают, что на большинстве станций и по значительной части ингредиентов концентрации загрязняющих

веществ возвращаются к фоновым значениям через три дня после применения хердера;

Влияния проведенных испытаний на биотическое разнообразие не было выявлено, видовой состав, количественные индикаторы и показатели видового разнообразия в период исследований представленных организмов, видов и т.д. колебались незначительно.

#### Список использованной литературы:

1. Кулекеев Ж.А., Нуртаева Г.К., Мустафин Е.С., Айнабаев А.А., Мустафин Т.Е., Борсынбаев А.С., Жарикесов Г.А. Возможности использования хердеров при ликвидации разливов нефти на море. – Известия Национальной академии наук Республики Казахстан, 2018, т. 5 (431), с. 58-66.
2. Кулекеев Ж.А., Нуртаева Г.К., Мансуров З.А., Лесбаев Б.Т. Возможности применения метода сжигания на море. - Нефть и газ, 2016, № 1, с. 70-81.

#### **МҰНАЙ ДАҚТАРЫН ОҚШАУЛАУ ЖӘНЕ ОНЫҢ ТӨГІЛГЕН ЖЕРІН БАҚЫЛАП ЖАҒУ** **Ж.А.Күлекеев, Г.К.Нұртаева, Г.А.Жарыкесов**

*Түйіндеме*

*Зерттеу мұнайдың апаттық төгілуін жою үшін өртеу әдістерін, атап айтқанда, нақты жағдайға барынша жақын тәжірибелік-далалық жағдайында хердерлерді оңтайлы пайдалана отырып, мұнайды бақылап жағу әдісін әзірлеуге арналған.*

*Бұған дейін зерттеу [1] жүргізілген, онда тұздылығы Каспий теңізінің қазақстандық секторына (КТҚС) тән жасанды теңіз суындағы Қашаған мұнайы үшін Siltech ОР-40 және ThickSlick 6535 хедерлерінің шарттары мен тиімділігі анықталды. Жел қаққан қашаған мұнайына қатысты хердерлердің тиімділігін көрсеткен осы жұмыс нәтижелерінің негізінде, Атырау облысы Дамба кентінде мұнайдың төгілуіне жедел әрекет ету Солтүстік Каспий экологиялық базасының айлағы аумағында мұнайды бақылап жағу бойынша ірі масштабты далалық сынақ жүргізілді. Далалық сынақта 400л мұнай төгілді, мұнай дақтары оқшауланды және ОР-40 хердерінің көмегімен қалыңдатылды, мұнайды өртеу 95% тиімділікпен жүзеге асырылды.*

*Түйінді сөздер: мұнайдың төгілуі, хердерлар, диспергираторлар, Қашаған, Каспий теңізінің қазақстандық секторы, судың тұздануы, мұнайды өртеу.*

#### **LOCALIZATION OF OIL SLICKS AND CONTROLLED BURNING AT SPILL AREAS** **Zh.A. Kulekeev, G.K. Nurtayeva, G.A. Zharikesov**

*The study is devoted to the development of oil spill response methods, in particular, the method of controlled oil burning using herders under field experimental conditions, as close as possible to real ones. A previously conducted study [1] has found conditions and effectiveness of Siltech ОР-40 and ThickSlick 6535 herders for Kashagan oil in artificial sea water with salinity typical for Kazakhstani sector of the Caspian Sea. Based on the results of this work, which showed the effectiveness of herders in relation to weathered Kashagan oil, a large-scale field*

---

*test was conducted on the controlled burning of oil in the harbor of the North Caspian environmental base for oil spill response in the area of Damba village, Atyrau region. In a field test, 400 l of oil was spilled, the oil slick was localized and thickened using the OR-40 herder, and oil was burned with an efficiency of 95%.*

*Key words: oil spill, herders, dispersants, Kashagan, Kazakhstan sector of the Caspian Sea, water salinity, oil burning.*

#### **Информация об авторах**

**Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович** – канд. экон. наук, профессор, советник генерального директора, [Zh.Kulekeyev@niikmg.kz](mailto:Zh.Kulekeyev@niikmg.kz)

**Нуртаева Гульнара Камидоллаевна** – канд. хим. наук, докт. пед. наук, ведущий инженер департамента бюджетирования и экономического анализа, [G.Nurtayeva@niikmg.kz](mailto:G.Nurtayeva@niikmg.kz)

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан;

**Жарикесов Гани Абдигалиевич** – North Caspian Operating Company N.V., г. Атырау.

УДК 622.7.012.5

## ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

**Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, Ө.С. Төлебай**

*Повышение операционной эффективности разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, является одной из приоритетных задач нефтедобывающих организаций. Оптимизация разработки месторождений достигается, в том числе, за счет прекращения нерентабельной добычи. В статье рассматриваются методики оценки эффективности работы скважин и достижения безубыточности работы нерентабельного фонда скважин через определение целевых показателей, алгоритм принятия дальнейших решений по нерентабельному фонду скважин. Полученный инструмент позволит повысить эффективность эксплуатации месторождений и получить дополнительный экономический эффект от оптимизации фонда скважин.*

*Ключевые слова: эффективность эксплуатации скважины, повышение эффективности, пороговый дебит, нерентабельный фонд скважин, поздняя стадия разработки месторождений, методика анализа рентабельности.*

### Введение

В настоящее время практически все нефтяные месторождения, принадлежащие группе АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ), находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются выработанностью запасов нефти, осложнениями в процессе добычи и падением коэффициента извлечения нефти в связи со сложными геологическими условиями добычи. Усугубляется проблема роста обводненности добываемой продукции, достигающей 90% в АО «Озенмунайгаз», АО «Каражан-басмунай», на месторождении Каламкас АО «Мангистаумунайгаз», 85% в АО «Эмбамунайгаз» и 72% на месторождении Жетыбай АО «Мангистаумунайгаз».

Указанные факторы оказывают существенное отрицательное влияние на экономические показатели: снижается эффективность эксплуатации добывающего фонда, увеличивается количество нерентабельных скважин. Данные проблемы обостряются высокой конкуренцией на мировом рынке нефти и волатильностью

нефтяных цен. Более того, встречаются прогнозы перенасыщения рынка «черного золота», превалирования предложения нефти над спросом, что приведет к неминуемому удешевлению товара до уровня его минимальной рентабельности [1].

Сокращение объемов добычи приводит к быстрому увеличению операционных и капитальных затрат в расчете на тонну добычи.

В этих условиях реализация программ, направленных на повышение операционной эффективности добывающих организаций, становится приоритетной задачей. В структуре программ, связанных с совершенствованием операционной деятельности на предприятиях нефтяной отрасли, выделяются два основных направления.

Во-первых, это поиск возможностей, позволяющих максимально повысить объем рентабельной добычи и уровень извлечения остаточных запасов в рамках месторождения, чтобы увеличить выручку и сократить удельные постоянные затраты

на поддержание инфраструктуры.

Во-вторых, это реализация программ, направленных на прямое сокращение операционных и капитальных затрат по основным статьям расходов [2].

Оптимизация разработки месторождений – один из наиболее действенных рычагов снижения расходов, в том числе за счет прекращения нерентабельной добычи: остановки нерентабельных скважин, отказа от нерентабельных геолого-технических мероприятий.

Для выявления нерентабельного и низкорентабельного фондов и дальнейшей работы с ними, в условиях отсутствия на многих нефтедобывающих предприятиях фактического поскважинного учета, особую актуальность приобретает вопрос качественной оценки затрат на добычу нефти по скважинам.

В связи с этим, возникла необходимость разработки Методики определения рентабельности скважин путем выработки единых формул расчета через применение общих показателей, исключающих погрешности субъективного распределения по скважинам.

В данной статье представлены результаты анализа определения экономической эффективности эксплуатации добывающего фонда на основе анализа каждой скважины, как минимальной производственной единицы.

На основании полученных выводов, в рамках решения задачи по повышению эффективности эксплуатации скважин, в том числе в части проводимых текущих ремонтов, разработанная Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин предусматривает определение пороговых значений или предельных значений технологических показателей, при которых достигается «точка безубыточности» эксплуатации скважины.

### **Методика анализа рентабельности эксплуатации добывающих скважин**

В рамках разработанной Методики рассчитываются минимально рентабель-

ные значения следующих показателей: пороговый дебит по нефти и по жидкости, пороговая обводненность в процентах, максимально возможное количество ремонтов, пороговый уровень постоянных расходов и расходов на подземный ремонт скважин (далее – ПРС).

Целями Методики являются создание единого подхода в оценке эксплуатации добывающего фонда скважин по добывающим операционным активам КМГ, повышение рентабельности эксплуатации добывающего фонда скважин, определение фонда скважин, по которым отсутствует операционная эффективность.

Результаты Методики позволяют:

- определить список нерентабельных для эксплуатации скважин, дебит нефти которых не покрывает затрат, и по которым требуется разработка мероприятий для улучшения показателей работы скважины либо принятие решения об отключении;

- определить алгоритм принятия управленческих решений руководителем недропользователей на основе анализа скважин, не окупающих прямых затрат на скважину;

- оценить возможную экономию затрат при принятии решения об отключении выявленных нерентабельных скважин;

- рассчитать возможный недобор нефти в случае отключения нерентабельных скважин;

- перераспределить бригады капитального и подземного ремонта скважин на более высокодебитные скважины, и, как следствие, снизить потери добычи по простаивающему фонду при ожидании бригад;

- определить целевые показатели для достижения рентабельности скважин - пороговый дебит по нефти и по жидкости, пороговую обводненность, максимально-возможное количество ремонтов, пороговый уровень постоянных расходов и расходов на ПРС.

Анализ рентабельности эксплуата-

ции добывающих скважин – это последовательные действия по сбору технологических параметров (дебит жидкости, нефти, количество проведенных подземных ремонтов скважины, отработанное время по каждой скважине и т.д.) по добывающим скважинам и проведению на их основе экономических расчетов и анализа с учетом показателей по затратам и ценам, актуальным на момент проведения анализа, с целью определения рентабельности эксплуатации скважины.

Рентабельность эксплуатации скважин достигается тогда, когда дебит нефти по скважине выше порогового значения дебита нефти. В случае, если фактический дебит ниже порогового значения, эксплуатация скважины становится нерентабельной.

Достижение порогового дебита нефти обеспечит соответствующее поступление доходов от реализации нефти, которые покроют все затраты, понесенные на эксплуатацию скважины.

$$CF_{\text{СКВ}} \geq 0 = \text{Рентабельная скважина}, \quad (1)$$

$$CF_{\text{СКВ}} < 0 = \text{Нерентабельная скважина}, \quad (2)$$

где  $CF_{\text{СКВ}}$  – свободный денежный поток по скважине (cash flow).

Денежный поток по скважине определяется как разница между поступлениями и выбытиями денежных средств. Поступления предполагаются от реализации нефти, выбытия денежных средств – это затраты по скважине [3].

Доход от реализации нефти рассчитывается по чистой средневзвешенной цене реализации нефти (цена реализации минус налог на добычу полезных ископаемых, экспортная таможенная пошлина, рентный налог на экспорт, транспортные расходы, скидка за качество нефти, а также обязательные платежи в зависимости от специфики реализации) с учетом долей по направлениям реализации (экспорт, внутренний рынок).

$$CF_{\text{СКВ}} = P * q_n * t_{\text{отр}} - QC_{\text{СКВ}}, \quad (3)$$

где

$P$  – цена-netback, т.е. цена за вычетом налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины, рентного налога и транспортных расходов на 1 т нефти,

$q_n$  – среднесуточный дебит нефти по скважине за период, т/сут,

$t_{\text{отр}}$  – отработанное время,

$QC_{\text{СКВ}}$  – всего затраты на 1 скважину.

Затраты по скважине разделены на три группы: условно-переменные, условно-постоянные расходы и расходы на проведение ПРС.

$$QC_{\text{СКВ}} = VC_{\text{СКВ}} + FC_{\text{СКВ}} + FC_{\text{СКВ ПРС}}, \quad (4)$$

где

$VC_{\text{СКВ}}$  – условно-переменные затраты на скважину,

$FC_{\text{СКВ}}$  – условно-постоянные затраты на скважину,

$FC_{\text{СКВ ПРС}}$  – условно-постоянные затраты на ПРС на скважину,

Условно-переменные затраты – это затраты, зависящие от объема добываемой нефти, куда отнесены расходы на электроэнергию, сырье и материалы (без учета материалов на ПРС), топливо и горюче-смазочные материалы (далее – ГСМ).

Условно-постоянные затраты – это затраты на содержание скважины и ее обслуживание. К условно-постоянным затратам на скважину отнесены все остальные статьи себестоимости, не отнесенные к условно-переменным, а также за исключением расходов на налоги, амортизацию, работ и услуг на проведение геологических мероприятий (далее – ГТМ). Расходы на ГТМ исключаются из расчета в связи с тем, что проходят экономическую оценку эффективности отдельно при рассмотрении ГТМ [4].

Затраты на ПРС включают матери-

алы, химреагенты на ПРС, расходы на персонал, участвующий в ПРС.

Подробные затраты на скважину будут выглядеть следующим образом:

$$QC_{\text{ска}} = q_{\text{ж}} * VC_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} + \frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}, \quad (5)$$

где

$q_{\text{ж}}$  – среднесуточный дебит жидкости по скважине за период, т/сут,

$VC_{\text{ж}}$  – удельные условно-переменные затраты на 1 т жидкости,

$FC_{\text{пост}}$  – удельные условно-постоянные затраты на 1 скважину,

$FC_{\text{прс}}$  – удельная стоимость 1 ПРС,

$N_{\text{прс}}$  – количество ПРС на определенную скважину за период

Если предположить, что  $CF_{\text{скв}} = 0$ , то:

$$P * q_{\text{н}} * t_{\text{отр}} = QC_{\text{скв}}. \quad (6)$$

Также учитываем то, что:

$$q_{\text{н}} = q_{\text{ж}} * (1 - K_{\text{об}}), \quad (7)$$

$$q_{\text{ж}} = \frac{q_{\text{н}}}{(1 - K_{\text{об}})} \quad (8)$$

где  $K_{\text{об}}$  – коэффициент обводненности скважины.

Подставляя полную формулу затрат на скважину, получаем:

$$P * q_{\text{н}} * t_{\text{отр}} = \frac{q_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})} * VC_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} + \frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}} \quad (9)$$

Из данной формулы определяем **пороговый дебит нефти**:

$$q_{\text{нп}} = \frac{\frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}}{t_{\text{отр}} * (P - \frac{VC_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})})} = \frac{FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}}}{t_{\text{отр}} * (P - \frac{VC_{\text{ж}}}{(1 - K_{\text{об}})})} \quad (10)$$

где  $q_{\text{нп}}$  – пороговый дебит нефти.

Заменяя  $q_{\text{н}}$  на  $q_{\text{ж}} * (1 - K_{\text{об}})$ , определяем **пороговый дебит жидкости**:

$$q_{\text{жп}} = \frac{\frac{FC_{\text{пост}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}}}{t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}})} = \frac{FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}}}{t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}})} \quad (11)$$

где  $q_{\text{жп}}$  – пороговый дебит жидкости.

Также рассчитана формула **пороговой обводненности** в процентах:

$$K_{\text{об}} = 1 - \frac{VC_{\text{ж}}}{P} - \frac{FC_{\text{пост}} + FC_{\text{скв прс}}}{q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * P} \quad (12)$$

Из той же первоначальной формулы постоянных расходов и расходов на ПРС: выведена формула порогового уровня

$$\frac{FC_{\text{плат}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}} + FC_{\text{прс}} * N_{\text{прс}} = q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}}) \quad (13)$$

Или

$$FC_{\text{скв}} + FC_{\text{скв прс}} = q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}} \quad (14)$$

А также определена формула порогового (максимально возможного) количества ремонтов на скважину:

$$N_{\text{прс}} = \frac{q_{\text{ж}} * t_{\text{отр}} * (P * (1 - K_{\text{об}}) - VC_{\text{ж}}) - \frac{FC_{\text{плат}}}{365 \text{ дней}} * t_{\text{отр}}}{FC_{\text{прс}}} \quad (15)$$

Рассмотрим результаты анализа эксплуатации фонда скважин на примере нефтедобывающей организации.

В структуре удельных лифтинг-затрат большой удельный вес занимают постоянные затраты (фонд оплаты труда, расходы на персонал, работы и услуги производственного характера) ~70%. При этом отмечается тенденция ежегодного роста всех производственных расходов: за три года рост удельных условно-переменных

расходов составил 41%, условно-постоянных расходов – 24%.

Структура удельных лифтинг-затрат на примере нефтедобывающей организации группы КМГ показана на рис. 1.

На основе фактических данных рассчитываются нормативы затрат для проведения анализа рентабельности фонда. В табл. 1 приведены фактические нормативы нефтедобывающей организации за отчетный период.

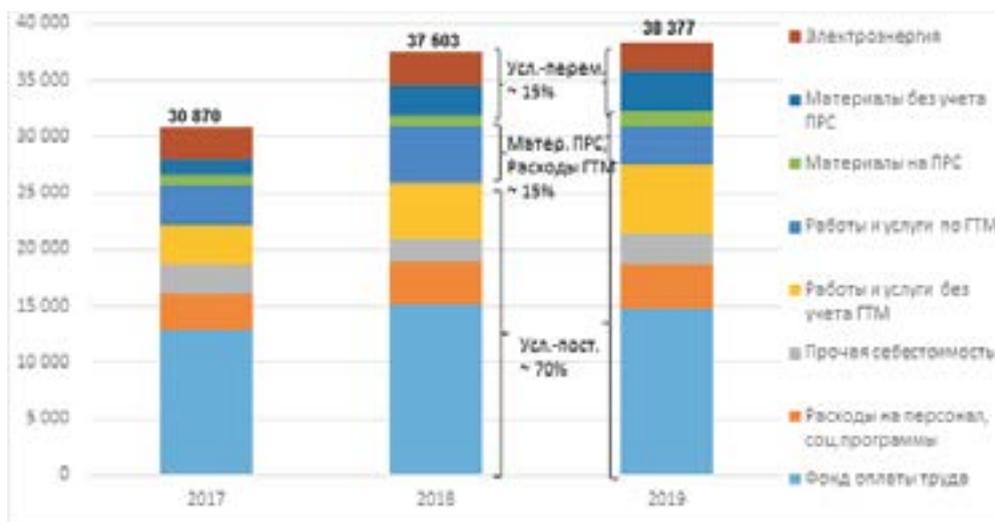


Рисунок 1. Структура удельных лифтинг-затрат, тенге/т нефти

**Таблица 1. Нормативы затрат для анализа рентабельности фонда**

Удельные показатели	Единица измерения	За отчетный период
Условно-переменные расходы	тенге/т жидкости	618
Условно-постоянные расходы (с учетом затрат на персонал минус затраты на персонал бригад ПРС)	тыс. тенге/скв.	29 725
Административные расходы	тыс. тенге/скв.	5 154
Стоимость 1 ПРС с учетом затрат на персонал	тыс. тенге/ операция	3 950

Нормативы затрат рассчитываются на основе следующего распределения статей производственных расходов.

**Таблица 2. Распределение статей производственных расходов на нормативы**

Наименование расходов	Распределение	
	условно-переменные	условно-постоянные
Производственная себестоимость всего		
Сырье и материалы на ПРС	–	–
Сырье и материалы другие	v	
Электроэнергия	v	
Работы и услуги производственного характера для ГТМ	–	–
Работы и услуги производственного характера другие		v
Фонд заработной платы и другие расходы на персонал		v
Социальный налог и соц. отчисления в государственный фонд социального страхования		v
Прочие производственные расходы		v
Налоги и платежи	–	–
Износ и амортизация	–	–

Пример результатов анализа технологических показателей и проведения расчетов для определения рентабельности работы части скважин приведен в табл. 3.

Таблица 3. Определение рентабельности работы скважин

№ скв	Фактический режим			Отработанное время дни	Количество ПРС рем.	Межремонтный период сут	Усл.-перем. расходы тыс. тенге	Расходы на ПРС тыс. тенге	Усл.-пост. расходы тыс. тенге	Всего расходы тыс. тенге	Доходы тыс. тенге	Доходы-Расходы (прибыль / убыток) тыс. тенге	Рентабельность при факт. отработанных днях ДА/ НЕТ
	q <sub>н</sub> парк т/сут	q <sub>ж</sub> м <sup>3</sup> /сут	Обводненность %										
1	0,2	50,7	99,5	338	11	31	8 891	43 450	32 287	84 628	4 464	-80 164	НЕТ
2	0,2	77,9	99,6	336	9	37	13 568	35 550	32 096	81 214	5 508	-75 706	НЕТ
3	2,1	83,6	97,0	354	4	88	15 344	15 800	33 814	64 958	49 650	-15 308	НЕТ
4	2,8	41,0	92,0	335	6	56	7 134	23 700	32 031	62 864	61 844	-1 021	НЕТ
5	1,6	18,8	90,0	355	0	355	3 466	-	33 945	37 411	37 382	-29	НЕТ
6	34,4	101,7	60	310	7	44	16 330	27 650	29 593	73 573	709 909	636 336	ДА
7	21,5	60,1	57	359	1	359	11 198	3 950	34 349	49 497	513 855	464 357	ДА
8	13,5	75,6	79	353	3	118	13 835	11 850	33 714	59 398	317 588	258 190	ДА
9	3,0	13,6	74	325	4	81	2 292	15 800	31 054	49 147	64 251	15 105	ДА

Как показал анализ, из рассмотренных 9 скважин, 4 являются рентабельными, 5 скважин показывают нерентабельность эксплуатации, т.е. объемы добычи нефти и полученных доходов от реализации не покрывают всех распределенных расходов.

На данном примере рассмотрена так называемая полная рентабельность эксплуатации с учетом как производственных расходов, так и общих и административных расходов.

Следует отметить, что рентабельность работы скважины может меняться в зависимости от:

- 1) изменения технологических параметров (объемов добычи, обводненности, количества ремонтов),
- 2) изменения экономических параметров (варьирования цены реализации нефти, суммы производственных расходов).

В связи с этим рекомендуется проведение наблюдения за работой фонда

скважин за несколько периодов либо изучение анализа чувствительности нерентабельного фонда скважин к цене реализации и/или количеству ремонтов для окончательного определения скважин в списке нерентабельных [5].

После определения перечня нерентабельных скважин дальнейшей, наиболее важной частью исследования является определение целевых значений показателей, которые позволят достичь рентабельности скважин.

Для этой цели проводится расчет пороговых дебитов нефти и жидкости, пороговой обводненности, порогового количества ремонтов, порогового уровня постоянных расходов и расходов на ПРС.

Пример применения формул расчета пороговых показателей для определения «точки безубыточности» по тем же проанализированным скважинам приведен в табл. 4.

## 4. Расчет пороговых значений или «точки безубыточности» скважин

Скважина	Пороговый дебит жидкости при фактическом $t_{отр}$	Пороговый % обводненности при факт. $t_{отр}$ и $q_{ж}$	Пороговый уровень расходов пост. и на ПРС, чтобы прибыль / убыток = «0»	Пороговый % снижения расходов пост. и на ПРС при факт. $t_{отр}$ и $q_{ж}$	Кол-во ПРС, чтобы прибыль / убыток был = «0»
№	т/сут	%	тыс.тенге	%	ремонт
1	не окупают ПР*	91,2%	не окупают ПР*	не окупают ПР*	-9,3
2	не окупают ПР*	94,4%	не окупают ПР*	не окупают ПР*	-10,2
3	120,9	96,1%	34 306	-31%	0,1
4	41,8	91,8%	54 710	-2%	5,7
5	18,8	90,0%	33 916	0%	0,0
6	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-

\* - не окупают переменные расходы

Разработанные формулы показывают, насколько нужно поднять уровень добычи жидкости либо снизить обводненность скважины, либо уменьшить постоянные расходы и расходы на ПРС для достижения рентабельности работы выявленных ранее нерентабельных скважин.

Расчеты позволяют выявлять скважины, которые не окупают даже перемен-

ных расходов (на электроэнергию и материалы), без учета постоянных расходов и без подходов бригад ПРС.

Например, проанализировав по данной методике весь фонд эксплуатационных скважин одной из нефтедобывающих компаний, мы получили следующие результаты по рентабельности скважин, которые отражены в табл. 5.

Таблица 5. Результаты анализа рентабельности скважин

Показатели	Кол-во скважин ед	Кол-во ПРС ед.	Обводненность средняя %	$q_n$ сред. т/сут	Добыча тыс. тенге	Прибыль / убыток млн. тенге	Рентабельность %
<b>Всего скважин для анализа, в т.ч.:</b>	<b>3 472</b>	<b>11 417</b>	<b>84,20%</b>	<b>4,61</b>	<b>5 238</b>	<b>168 836</b>	<b>93,6</b>
рентабельные	2 162	5 941	79,60%	6,58	4 654	199 946	181,4
нерентабельные, в т.ч.:	1 310	5 476	91,70%	1,37	584,5	-31 110	-44,4
не окупают переменных расходов (электроэнергии, материалов)	43	168	99,40%	0,2	3	-2 095	-91,2
не окупают высвобождаемых расходов (переменных, ПРС)	390	2085	95,30%	0,8	89,1	-4 379	-42,4

Экономический эффект от отключения нерентабельных скважин, не окупающих даже переменных расходов (без учета постоянных расходов и без расходов бригад ПРС), в количестве 43 ед. из рассмотренных 3 472 скважин, составит 2,1 млрд. тенге. Потери добычи составят 3 тыс. тонн.

В целом, нерентабельные скважины в количестве 1 310 ед. из рассмотренных 3 472 скважин, генерируют годовой убыток в размере 31,1 млрд. тенге (с учетом административных расходов) с объемом добычи 585 тыс. тонн.

Для покрытия убытка, образующегося от содержания нерентабельных скважин, в размере 31,1 млрд. тенге, используется прибыль от 724 тонн нефти, добываемых рентабельным фондом.

Таким образом, с учетом административных расходов 1 309 тонн нефти (585+724) будет потрачено в 2019 году на содержание нерентабельного фонда скважин.

### **Алгоритм принятия решений по нерентабельному фонду скважин**

Необходимо отметить, что для покрытия убытка и содержания нерентабельных скважин, используется прибыль, получаемая от работы рентабельного фонда скважин.

В целях сохранения прибыли рентабельного фонда скважин и сокращения затрат зрелых месторождений, требуется принятие таких решений по выявленному нерентабельному фонду, как консервация, отключение, проведение геолого-технических мероприятий и т.п.

В целях принятия управленческих решений проводится ранжирование нерентабельных скважин по трем показателям:

- 1) степени убыточности;
- 2) необходимому увеличению дебитности жидкости;
- 3) необходимому снижению обводненности.

Из полученного списка нерентабельных скважин выделяются **две группы наиболее нерентабельных скважин**, дебит нефти которых не покрывает:

1. **Условно-переменные расходы** - на электроэнергию и материалы, без учета постоянных расходов и расходов на услуги бригад ПРС;

2. **Высвобождаемые расходы** - это условно-переменные расходы и расходы на услуги бригад ПРС.

Для принятия окончательных решений по всем группам нерентабельных скважин требуется проведение анализа причин нерентабельности.

Учитывая необходимость сокращения затрат по зрелым месторождениям, возрастает важность принятия решений по выявленному нерентабельному фонду.

На основании изложенного рекомендуется внедрение следующего алгоритма анализа рентабельности эксплуатации добывающего фонда скважин и принятия решений по нерентабельному фонду скважин (рис. 2) [6].

Выявленные убыточные скважины должны быть проанализированы с целью повышения рентабельности по следующим направлениям:

- 1) работы на снижение обводненности;
- 2) мероприятия по повышению межремонтного периода МРП;
- 3) методам увеличения дебитности жидкости.

После подбора возможных ГТМ по указанным направлениям проводится расчет технологической и экономической эффективности потенциальных геолого-технических или организационно-технических мероприятий (далее – ОТМ). Процессы по оптимизации и внедрению ГТМ требуют, как правило, вложения дополнительных инвестиций и должны рассматриваться как самостоятельный инвестиционный проект.

В случае возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами, т.е. наличия положительного экономического

эффекта по скважине при внедрении потенциальных ГТМ или ОТМ, такие скважины относятся к кандидатам на проведение ГТМ/ОТМ [7].



Рисунок 2. Алгоритм принятия решений по нерентабельному фонду скважин

В случае отсутствия возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами скважины относятся к кандидатам, при отключении которых ожидается экономия денежных средств компании.

### Дополнительные исследования для принятия решений по скважинам

После определения скважин, по которым отсутствуют возможности достижения целевых показателей рентабельности эффективными способами, т.е. скважин - кандидатов на остановку, в целях принятия окончательного решения рекомендуется проведение дополнительных исследований, подтверждающих технологические показатели эксплуатации скважин.

Отметим следующие из них:

1) контрольные замеры (отбор проб) обводненности с использованием передвижных замерных установок (АСМА-Т, МЕРА-Массомер, ОЗНА-Массомер и т.п.) в течение периода не менее 12 часов с направлением проб на лабораторный анализ;

2) проведение промыслового-геофизических исследований для определения источника обводнения;

3) проведение гидродинамических исследований (определение динамического уровня, методы КВУ/КВД, гидропрослушивание);

4) оценка остаточных извлекаемых запасов;

5) определение гидродинамической связи и исключение эффекта интерференции по окружению;

б) исключение неисправности подземного и устьевого оборудования.

Заборы проб, проведение замеров, а также результаты исследований должны быть оформлены соответствующими актами/протоколами рабочих групп.

На основе комплексной оценки технологических показателей с учетом полученных результатов дополнительных исследований принимается решение об остановке/консервации нерентабельных скважин или переводу в другой фонд (контрольный, водозаборный, др.).

Остановка работы нерентабельных скважин приведет к оптимизации затрат и повышению операционной эффективности добывающих организаций.

### Заключение

В результате проведенных исследований разработана методика оценки эффективности эксплуатации скважин, позволяющая внедрить научный подход оценки рентабельности работы фонда, единый по группе компаний. Применение данной методики позволит получить следующие результаты:

1) определить список нерентабельных для эксплуатации скважин, дебит нефти которых не покрывает затрат и по которым требуется разработка мероприятий для улучшения показателей работы скважины либо принятие решения об отключении;

2) осуществить ранжирование фонда скважин на рентабельные, нерентабельные, в том числе, с низкой, средней и высокой убыточностью;

3) выявить наиболее нерентабельные скважины, не покрывающие переменных расходов (материалов, электроэнергии), высвобождаемых расходов

(переменных, ПРС);

4) определить целевые показатели: пороговых дебитов нефти и жидкости, пороговой обводненности, порогового количества ремонтов, порогового уровня постоянных расходов и расходов на ПРС;

5) провести классификацию затрат с введением понятий условно-переменных и условно-постоянных затрат и определить скважины, дебит нефти которых не окупает даже прямых условно-переменных затрат на добычу;

6) установить алгоритм принятия дальнейших решений по нерентабельному фонду скважин, а также направления работ по повышению рентабельности.

Внедрение методики даст возможность повысить эффективность основной деятельности нефтедобывающих организаций за счет анализа рентабельности работы каждой скважины и своевременного принятия решений в целях повышения рентабельности работы фонда, подбора соответствующих эффективных ГТМ или отключения нерентабельного фонда.

### Список использованной литературы

1. Нефть предложение и спрос. Что превагирует и по каким причинам? – Материалы сайта: <https://ask-finance.ru/neft-predlozhenie-i-spros/>, 2017.
2. Александров В., Кобулия Г. Оптимизация экономики месторождений. – Вестник McKinsey, 2011, 24. Материалы сайта: <http://vestnikmckinsey.ru/oil-ang-gas/optimizaciya-ehkonomiki-mestorozhdenij>.
3. Дьяченко О.И. Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний – Экономика и управление народным хозяйством, №12 (145), 2016, с.76.
4. Гамилова Д.А., Буренина И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации. – Нефтегазовое дело, Уфа, 2007. Материалы сайта: <http://ogbus.ru/article/view/upravlenie-fondom-skvazhin-na-osnove-kompleksnoj-ocenki-effektivnosti-ix-ekspluatacii>.
5. Зайнутдинов Р.А., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства. - Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, М., 2002.

6. Буренина И.В., Гамилова Д.А. Методические аспекты определения эффективности эксплуатации скважин: альманах современной науки и образования. – Грамота, изд. Тамбов, № 4, 2007, с. 37-40.
7. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учебное пособие. – Макс Пресс, М., 2008, 236 с.

**ӨНДІРГІШ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ТАБЫСТЫЛЫҒЫН ТАЛДАУ АРҚЫЛЫ МҰНАЙ  
КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ОПЕРАЦИЯЛЫҚ ТИІМДІЛІГІН ҰЛҒАЙТУ**  
**Б.К. Хасанов, Р.Г. Хайретдинов, Ө.С. Төлебай**

*Түйіндеме*

*Пайдаланудың соңғы кезеңдерінде кен орындарын пайдалану тиімділігін арттыру мұнай өндіруші ұйымдардың басым міндеттерінің бірі болып табылады. Кен орнын игеруді оңтайландыруға, атап айтқанда, шығынды өндірісті тоқтатуға байланысты қол жеткізілді. Мақалада ұңғымалардың тиімділігін бағалау әдістері және мақсатты емес ұңғымалар қорының бөлінуінің бұзылуы, нысаналы көрсеткіштерді анықтау, алдағы уақытта пайдалы емес қорлар туралы шешім қабылдау алгоритмі қарастырылады. Алынған құрал кен орындарын пайдалану тиімділігін арттырады және ұңғымалар қорын оңтайландырудан қосымша экономикалық нәтиже алады.*

*Түйінді сөздер: ұңғымаларды өндірудің тиімділігі, тиімділіктің жоғарылауы, шекті өндіріс қарқыны, шығынсыз ұңғымалар қоры, кен орнын игерудің кеш кезеңдері, табыстылықты талдау әдістемесі.*

**INCREASING OPERATIONAL EFFICIENCY OF OIL-PRODUCING COMPANIES BY  
ANALYZING THE COST-EFFECTIVENESS OF PRODUCING WELLS**  
**B.K. Khassanov, R.G. Khairtdinov, O.S. Tolebay**

*Abstract*

*Improving the operational efficiency of developing fields in the late stages of operation is one of the priority tasks of oil producing organizations. Optimization of field development is achieved, as one of the ways, by stopping of uneconomic production. The article discusses methods for assessing the well efficiency and achieving break-even for the uneconomic well stock through determining targets and applying an algorithm for making further decisions on uneconomic well stock. The resulting tool will improve the efficiency of field operations and get an additional economic effect from the optimization of the well stock.*

*Keywords: well operation efficiency/increase in efficiency/threshold production rate/uneconomic well stock / late stages of field development / profitability analysis technique.*

## Информация об авторах

**Хасанов Бахытжан Кенесович** - Генеральный директор

**Хайретдинов Ренат Геннадьевич** – директор департамента бюджетирования и экономического анализа, *R.Khairtdinov@niikmg.kz*

**Төлебай Өміргүл Смағұлқызы** – эксперт департамента бюджетирования и экономического анализа, *O.Tolebay@niikmg.kz*

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.

/Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана № 1, 2019, Нур-Султан/, 132 стр.

Отпечатано ТОО «Классика»  
г. Алматы пр. Райымбека 174 «Ж»  
тел: +7 (727) 233 70 33; +7 (727) 233 37 67  
[www.kprint.kz](http://www.kprint.kz)