

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

2-2013 [апрель-июнь]

Выпуск 31

4

**Нелинейная фильтрация  
в низкопроницаемых коллекторах**

(цикл статей ООО «РН-Уфанипинефть»)

36

**Оценка влияния закачки  
пресной воды  
на эффективность разработки  
засолоненных коллекторов**

41

**Методы повышения  
эффективности эксплуатации  
горизонтальных скважин  
Мишкинского месторождения**



**РОСНЕФТЬ**

## ЦИП по ключевым направлениям разработки низкопроницаемых коллекторов

В настоящее время во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов, в основных регионах нефтедобычи постоянно растет доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Вместе с тем технологический прогресс, динамичное развитие науки и технологий открывают возможности освоения новых категорий ресурсов. Уже ведется масштабная разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов, в которых содержится основная доля трудноизвлекаемых мировых запасов нефти.

Российские нефтегазовые компании также уделяют большое внимание проблеме ухудшения качества структуры запасов углеводородов, перспективам выявления и освоения нетрадиционных ресурсов. Сегодня всем специалистам нефтегазодобывающей отрасли очевидно, что необходимы принципиально новые подходы ко всей цепочке освоения низкопроницаемых коллекторов: начиная от геологической оценки и заканчивая организацией системы сбора и подготовки нефти.

Комплексное решение данных задач становится жизненно необходимым как для страны в целом, так и для ведущей российской нефтяной компании ОАО «НК «Роснефть».

Для разработки эффективных технологий освоения низкопроницаемых коллекторов требуется консолидация всего научного потенциала России. Реализация сотрудничества академических институтов, вузов, специализированных лабораторий, сервисных и добывающих предприятий возможна лишь под эгидой специальных целевых программ. В ОАО «НК «Роснефть» подобное взаимодействие осуществляется в рамках Целевых инновационных проектов (ЦИП), которые являются одной из составляющих Программы инновационного развития компании.

Реализуемые компанией ЦИП по ключевым направлениям разработки низкопроницаемых коллекторов нацелены на решение проблемы освоения нефтематеринских керогеносодержащих коллекторов баженовской свиты, нефтяных низкопроницаемых высокорасчлененных коллекторов – аналогов ачимовской свиты, газовых низкопроницаемых коллекторов турановской свиты. Объединяющим фактором этих проектов является низкая и сверхнизкая проницаемость, но каждый объект в отдельности является уникальным и требует индивидуального подхода к поиску оптимальных вариантов разработки.

В числе исполнителей ЦИП – корпоративные научно-исследовательские и проектные институты (КНИПИ).



**В данном выпуске представлена серия статей, посвященная результатам научно-исследовательских работ в рамках поиска и разработки эффективных технологий освоения низкопроницаемых коллекторов компании, выполненных ООО «РН-Уфанипинефть». В дальнейшем планируется ознакомить читателей с результатами работ по ключевым ЦИП других КНИПИ.**

# Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования кернa Приобского месторождения

**В.А. Байков, д.ф.-м.н., А.В. Колонских, к.т.н.,  
А.К. Макатров, к.т.н., М.Е. Политов, А.Г. Телин, к.х.н.  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)**

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, нелинейная фильтрация, лабораторные эксперименты.  
**Key words:** low-permeability formations, nonlinear filtration, laboratory experiments.

**Адреса для связи:** MakatrovAK@ufanipi.ru

## Введение

Проверке и исследованию пределов применимости закона Дарси (линейному закону фильтрации) посвящено значительное число работ отечественных и зарубежных специалистов [1–3]. В этих работах показано, что можно выделить верхнюю границу, обусловленную действием инерционных сил при достаточно высоких скоростях фильтрации, и нижнюю, связанную с проявлением неньютоновских свойств флюида. Наряду с этим имеются многочисленные факты, полученные гидрогеологами, показывающие отклонение от линейного закона Дарси в области низких скоростей потока при фильтрации воды [4–8].

В настоящее время интенсивно развивается раздел гидродинамики наноструктурных жидкостей – нанофлюидика, или наногидродинамика [9, 10]. Нанофлюидика изучает поведение, способы управления и контроля жидкости, ограниченной нанометровыми структурами. В таком состоянии жидкость проявляет нетипичные для объемного состояния свойства, например, резко увеличивается или уменьшается вязкость возле стенок нанокapилляров, изменяются термодинамические параметры, а также проявляется нетипичная химическая активность на границе раздела твердой и жидкой фаз.

Обобщая вышеизложенное, можно сделать вывод о том, что к подобным исследованиям наибольший интерес проявляли специалисты в области гидрогеологии и инженерной геологии применительно к фильтрации в глинистых породах и строительных материалах. Наиболее близкую к нашей постановку задачи и проведение фильтрационных экспериментов осуществили китайские нефтяники [11]. В их работах, опубликованных в 2009–2010 гг. показано, что фильтрация при определенном градиенте давления не подчиняется линейному закону. К сожалению, в академической науке в России и за рубежом не проявляется интереса к подобным процессам, а ортодоксальные специалисты-нефтяники призывают относиться к закону Дарси как к религиозной догме [12]. В первую очередь это связано с тем, что для высокопроницаемых коллекторов явления нелинейной фильтрации незначительны, а низкопроницаемые коллекторы раньше практически не разрабатывались.

Однако в последние годы в связи с ухудшающейся структурой углеводородных запасов резко возрос интерес к разработке низкопроницаемых коллекторов. Одним из месторождений с таким типом коллектора является Приобское месторождение, на котором уже разбурены и введены в разработку основные участки, характеризующиеся относительно высокой проницаемостью, и остро встает вопрос о выборе способа разработки оставшейся низкопроницаемой части месторождения, где содержится более половины извлекаемых запасов. При этом нет однозначного ответа, какой закон фильтрации использовать при прогнозе технико-экономических показателей разработки низкопроницаемых зон.

С целью более детального изучения этого вопроса в ООО «РН-УфаНИПИнефть» был проведен большой комплекс лабораторных исследований нелинейных эффектов при фильтрации воды и нефти в низкопроницаемой пористой среде в пластовых условиях продуктивных отложений Приобского месторождения. В данной статье представлены наиболее характерные результаты.

## Лабораторные эксперименты

Для проведения фильтрационных исследований были использованы естественные образцы керн Приобского месторождения. Из коллекции кернов после тщательной подготовки и определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) были составлены модели пористых сред различной начальной проницаемости (табл. 1).

В опытах использовались изовязкозная модель пластовой нефти вязкостью 1,59 мПа·с и модель пластовой воды Приобского месторождения минерализацией 15 г/л и вязкостью 0,37 мПа·с при пластовой температуре 89 °С. В используемых жидкостях неньютоновских свойств не обнаружено.

Остаточную водонасыщенность моделей пористых сред создавали методом центрифугирования. Остаточную нефтенасыщенность создавали путем вытеснения нефти водой из моделей пласта с начальной нефтенасыщенностью с расходом 0,01 см<sup>3</sup>/мин до полной стабилизации всех показателей вытеснения по стандартной методике, описанной в ОСТ-39-195-86.

Методика проведения исследований предполагала определение градиента давления  $\text{grad} p$  при различных задаваемых значениях расхода жидкости  $Q$  в диапазоне от 0,01 до 0,0001 см<sup>3</sup>/мин (всего 11 режимов фильтрации, начиная с большего расхода). На каждом режиме фильтрация продолжалась до достижения установившегося состояния.

Фильтрационные исследования на каждой модели пористой среды были проведены по трем основным направлениям.

1. Однофазная фильтрация воды на водонасыщенном керне.

2. Однофазная фильтрация нефти на керне с остаточной водонасыщенностью.

3. Однофазная фильтрация воды на керне с остаточной нефтенасыщенностью.

Для условий низкопроницаемой пористой среды (см. табл. 1, модель 1) проницаемостью 0,001 мкм<sup>2</sup> были проведены исследования по определению зависимостей фазовых проницаемостей для нефти  $k_o$  и воды  $k_w$  при их совместной фильтрации от водонасыщенности  $S_w$  при изменении расхода  $Q$  на каждом режиме в вышеуказанном диапазоне. Исследования выполнялись в соответствии с ОСТ 39-235-89. Эксперименты проводились на современной фильтрационной установке УИК-5(2) («Гло-Бел НефтеСервис», Москва) с соблюдением термобарических условий (пластовое давление  $p_{пл} = 25$  МПа, температура  $T = 89$  °С) изучаемого объекта разработки. Основные определяемые параметры (на стандартно подготовленных образцах по ГОСТ 26450.0-85) и погрешности, заявленные производителем фильтрационной установки, представлены в табл. 2.

Предварительно, для исключения аппаратной ошибки, измеряющие датчики дифференциального давления были проверены и оттарированы по электронным датчикам абсолютного давления и образцовому манометру с большей точностью измерения. Было выявлено, что при перепаде давления менее 0,001 МПа погрешности могут превышать заявленные (см. табл. 2) и достигать 15-20 %. В остальном измеряемом диапазоне погрешность измерения не превышала заявленные значения.

Для обобщения результатов для каждой пары экспериментальных значений скорости фильтрации и градиента давления была рассчитана эффективная проницаемость по следующей формуле:

$$k_{эф} = v \cdot \mu / \text{grad } p,$$

Таблица 1

Индекс модели	Проницаемость для воздуха, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Количество связанной воды, %
	без поправки Клинкенберга	с поправкой Клинкенберга				
1	1,04	0,85	12,39	2,99	13,89	58,37
2	2,54	2,13	10,47	2,97	15,41	49,05
3	9,39	8,16	10,33	2,97	19,49	37,95

Таблица 2

Параметры	Погрешность определения, %	Условия определения
Абсолютная газопроницаемость	≤ 10	ГОСТ 26450,2-85 и ОСТ 39-161-83
Открытая пористость в пластовых условиях (при пористости 5 и 15 %)	≤ 5 и 2	Пластовые
Изменение открытой пористости в зависимости от изменения пластовых условий	+ 0,5 на каждое изменение пластовых условий при пористости 5 %	Пластовые при изменении эффективного давления и пластовой температуры
Проницаемость для жидкости	≤ ±5	Пластовые
Фазовая проницаемость	≤ ±10	ОСТ 39-235-89
Коэффициент вытеснения	≤ ±5	ОСТ 39-195-86

где  $v$  – скорость фильтрации, м/с;  $\mu$  – вязкость флюида, Па·с.

Фактическим результатом обработки экспериментальных данных при помощи данной зависимости является  $k_{эф}$ , полученная при интерпретации каждой экспериментальной точки при помощи линейного закона Дарси, т.е. тангенс угла наклона прямой, исходящей из начала координат к каждой экспериментальной точке, умноженный на вязкость флюида. В результате обработки строится зависимость эффективной проницаемости от градиента давления, с помощью которой на качественном уровне можно проследить при каких градиентах давления происходит отклонение от линейной части.

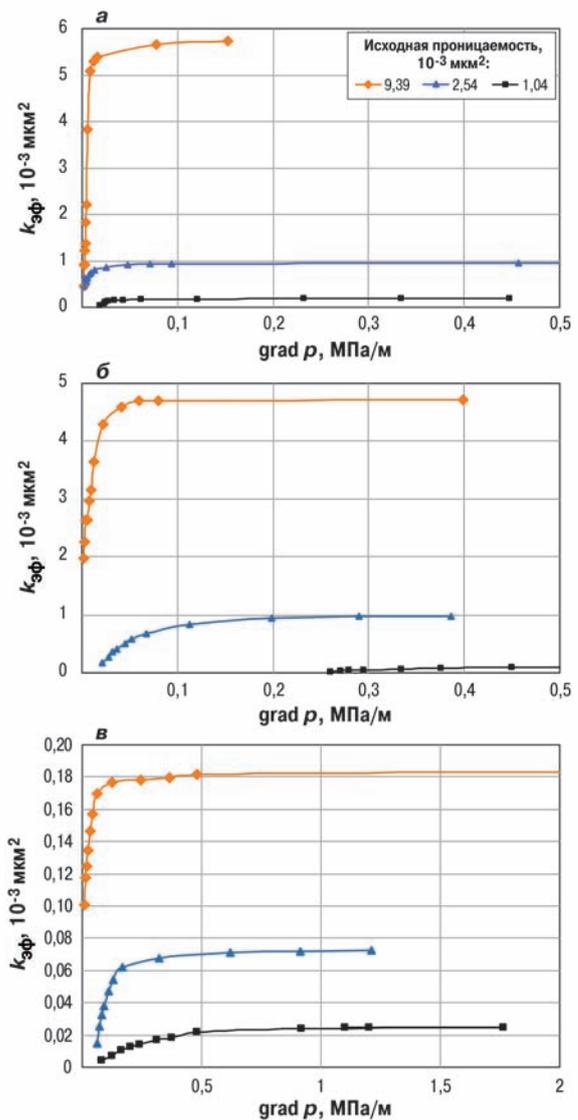
## Результаты лабораторных экспериментов

Проведенные фильтрационные исследования позволили получить зависимость расхода от перепада давления при различной начальной газопроницаемости и разных условиях насыщенности коллектора. В результате было выявлено, что фильтрация флюидов (нефти или воды) в низкопроницаемом коллекторе в ряде случаев не подчиняется линейному закону фильтрации Дарси. Наиболее наглядно это отражено на зависимости эффективной проницаемости  $k_{эф}$  от  $grad p$  закачки (см. рисунок).

Как видно, в зоне низких расходов проницаемость пористых сред уменьшается неравномерно: чем ниже проницаемость, тем сильнее снижение и тем больше значение критического перепада давления (точка перегиба), при котором это падение начинается.

Из анализа полученных результатов следует, что практически во всех случаях наблюдается отклонение от линейного закона фильтрации при снижении градиента давления закачки ниже критического значения. Кроме того, насыщенность пористой среды тем или иным флюидом также оказывает существенное влияние. Так, значение критического градиента давления на порядок выше при фильтрации воды или нефти соответственно при остаточной нефте- или водонасыщенности по сравнению с однофазной фильтрацией воды при 100%-ной водонасыщенности зерна. При двухфазной фильтрации нефти и воды нелинейные эффекты становятся более существенными.

Для исключения возможного влияния особенностей геологического строения исследуемых образцов зерна в лаборатории ООО «РН-УфаНИПИнефть» также были проведены сравнительные фильтрацион-



Зависимость эффективной проницаемости  $k_{эф}$  при фильтрации воды в условиях 100%-ной водонасыщенности (а), при фильтрации нефти в условиях остаточной водонасыщенности (б), при фильтрации воды в условиях остаточной нефтенасыщенности (в)

ные эксперименты на зернах, отобранных из различных интервалов. В результате были получены аналогичные результаты, подтверждающие наличие отклонений от линейного закона.

Несмотря на тщательную подготовку и проведение экспериментов для исключения возможной технической (аппаратной) ошибки были проведены аналогичные выборочные эксперименты на зернах Приобского месторождения в фильтрационных лабораториях ОАО «ТомскНИПИнефть» и Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург). Полученные результаты также подтвердили отклонение закона фильтрации от линейного.

Таким образом, согласно данным лабораторных исследований при низкой проницаемости (менее  $2,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) значения депрессий, при которых наблюдается нелинейная фильтрация, соизмеримы и даже превышают реально возможные при разработке месторождений. Поэтому исследования фильтрационных потоков в низкопроницаемых пористых средах имеют фундаментальное значение для обоснования нефтеотдачи в таких пластах.

Авторы выражают глубокую благодарность д.т.н. А.М. Кузнецову за оказанную помощь в разработке методических и технических подходов к проведению экспериментов, анализе полученных результатов, критические замечания и ценные советы.

## Выводы

1. Фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси.

2. С уменьшением проницаемости коллектора величина отклонения закона фильтрации от линейного становится более значительной.

## Список литературы

1. Шелкачев В.Н., Ланук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
3. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабилов М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
4. King F.H. Principles and conditions of the movement of groundwater//U.S. Geological Survey. – 19-th Annual Report. 2; 1898. – P. 59-297.
5. Аръе А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод. – М.: Недра, 1984. – 101 с.
6. Ребиндер П.А., Кусаков М.М., Зинченко К.Е. Поверхностные явления в процессах фильтрации//Докл. АН СССР. – 1940. – Т. 28. – № 5. – С. 42-49.
7. Коробов К.Я., Антипин Ю.В. О нарушении линейного закона фильтрации при низких градиентах давления//Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 8. – С. 26-28.
8. Брилинг И.А. Фильтрация в глинистых породах. – М.: Недра, 1984. – 57 с.
9. Abgrall P., Nguyen N.-T. Nanofluidics. – Boston-London: ARTECH HOUSE, 2009. – 204 p.
10. Karniadakis G., Beskok A., Narayan Al. Microflows and Nanoflows. Fundamentals and Simulation. – Springer, 2005. – 817 p.
11. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low-permeability reservoirs/Xiong Wei, Lei Qun, Gao Shusheng, Hu Zhiming, Xue Hui. //Petroleum exploration and development. – 2009. – 36(2). – P. 232-236.
12. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: МГУ им. Ломоносова, Юкос-Шлюмберже, 2001. – 144 с.

## References

1. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B., Podzemnaya gidravlika (Reservoir hydraulics), Izhevsk: Publ. of NITs "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", 2001, 736 p.
2. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M., Podzemnaya gidromekhanika (Subsurface hydromechanics), Moscow: Nedra Publ., 1993, 416 p.
3. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M., Anomal'nye nefiti (Abnormal oil), Moscow: Nedra Publ., 1975, 168 p.
4. King F.H., Principles and conditions of the movement of groundwater, U.S. Geological Survey, 19-th Annual Report, Part 2, 1898, pp. 59-297.
5. Ar'e A.G., Fizicheskie osnovy fil'tratsii podzemnykh vod (Physical principles of groundwater filtration), Moscow: Nedra Publ., 1984, 101 p.
6. Rebinde P.A., Kusakov M.M., Zinchenko K.E., Doklady AN SSSR, 1940, V. 28, no. 5, pp. 42-49.
7. Korobov K.Ya., Antipin Yu.V., Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 1968, no. 8, pp. 26-28.
8. Briling I.A., Fil'tratsiya v glinistykh porodakh (Filtration in clay rocks), Moscow: Nedra Publ., 1984, 57 p.
9. Abgrall Patrick, Nguyen Nam-Trung, Nanofluidics, ARTECH HOUSE, 2009, 204 p.
10. Karniadakis G., Beskok A., Narayan Al., Microflows and nanoflows. Fundamentals and simulation, Springer, 2005, 817 p.
11. Xiong Wei, Lei Qun, Gao Shusheng, Hu Zhiming, Xue Hui, Pseudo threshold pressure gradient to flow for low-permeability reservoirs, Petroleum exploration and development, 2009, 36(2), pp. 232-236.
12. Walcott D., Razrabotka i upravlenie mestorozhdeniyami pri zavodnenii (Field development in water flooding), Moscow: Publ. of Lomonosov Moscow State University, YuKOS – Schlumberger, 144 p.

## Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения

**В.А. Байков, д.ф.-м.н., Р.Р. Галеев, А.В. Колонских, к.т.н., А.К. Макатров, к.т.н.,  
М.Е. Политов, А.Г. Телин, к.х.н., А.В. Якасов (ООО «РН-УфаниПинефть»)**

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, нелинейная фильтрация, лабораторные эксперименты, гидродинамическое моделирование.

**Key words:** low-permeability formations, nonlinear filtration, laboratory experiments, reservoir simulation.

**Адреса для связи:** YakasovAV@ufanipi.ru

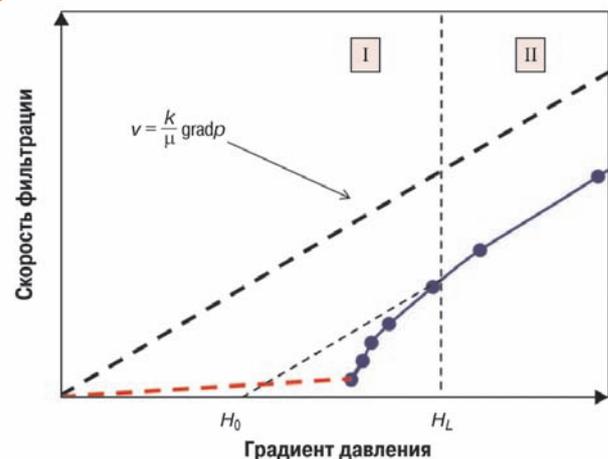
### Введение

Важной особенностью низкопроницаемых коллекторов, требующей детального изучения, является наличие режимов течения, не подчиняющихся закону Дарси. Результаты лабораторных экспериментов показали, что при низких градиентах давления наблюдается нелинейное снижение скорости флюида. Так как данный эффект нелинейности недостаточно изучен и не существует его однозначного физического объяснения, на первых этапах важно получить численные корреляционные зависимости, с помощью которых в дальнейшем можно проводить математическое моделирование месторождений.

Изучение и численное моделирование эффекта отклонения скорости течения от закона Дарси в зонах малых градиентов давлений позволяют выявить особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и найти новые решения и подходы к разработке месторождений, содержащих такие коллекторы.

### Основные определения и методика интерпретации экспериментальных данных

На рис. 1 показана характерная экспериментальная зависимость скорости фильтрации от градиента давления (синие точки) в области низких градиентов, полученная для одного из образцов керна при проведении лабораторных экспериментов в ООО «РН-УфаниПинефть». Красной штриховой линией показан один из возможных подходов к нулю, а черная штриховая линия соответствует линейному закону фильтрации Дарси. На рис. 1 можно выделить две области.



**Рис. 1.** Зависимость скорости фильтрации от градиента давления

Область I – в интервале градиентов давления от нуля до эффективного предельного градиента давления  $H_L$ , характеризуется постоянно изменяющимся тангенсом угла наклона кривой  $\varphi$ . Закон фильтрации в этой области можно описать следующим уравнением:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \varphi(|\text{grad}p|) \cdot \text{grad}p, \quad (1)$$

где  $v$  – скорость фильтрации, м/с;  $k$  – эффективная проницаемость линейной части, м<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость воды, Па·с;  $\text{grad}p$  – градиент давления, Па/м;  $\varphi(|\text{grad}p|)$  – функция, характеризующая изменение тангенса угла наклона кривой фильтрации.

Область II – при градиентах давления выше  $H_L$  характеризуется постоянным тангенсом угла наклона

(прямая линия), причем экстраполяция линейной части отсекает на оси абсцисс эффективный начальный градиент давления  $H_0$ . Закон фильтрации в этой области можно описать уравнением

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot (\text{grad}p - H_0). \quad (2)$$

Для численной оценки степени отличия было предложено использовать следующие характерные параметры (точки).

1. Эффективный начальный градиент давления  $H_0$  – точка, полученная в результате экстраполяции линейной части кривой фильтрации до пересечения с осью абсцисс (градиентов давления). Неоднократные лабораторные эксперименты, проведенные в рабочей области экспериментальной установки, подтверждают существование данной точки.

2. Эффективный предельный градиент давления  $H_L$  – выше этой точки тангенс угла наклона кривой фильтрации остается постоянным, зафиксирован практически во всех проведенных экспериментах, однако скорости, при которых этот эффект обнаружен, находятся на грани рабочей области экспериментальной установки.

Методика интерпретации результатов лабораторных экспериментов заключается в следующем:

- выделяется линейная часть фильтрационной кривой;
- для этой части определяется эффективная подвижность флюида путем нахождения тангенса угла наклона кривой;
- рассчитывается эффективная фазовая проницаемость путем умножения эффективной подвижности флюида на его вязкость;
- определяется эффективный начальный градиент давления путем экстраполяции линейной части кривой фильтрации до пересечения с осью абсцисс (градиентов давления);
- рассчитывается отношение эффективной проницаемости к абсолютной (относительная фазовая проницаемость (ОФП)).

Всего были проведены три типа экспериментов по однофазной фильтрации: 1) фильтрация воды в полностью водонасыщенном керне, т.е. данный эксперимент выполнялся с ньютоновской жидкостью; 2) фильтрация воды в присутствии остаточной нефтенасыщенности; 3) фильтрация нефти в присутствии остаточной водонасыщенности. Проводился также двухфазный эксперимент, т.е. фильтровалась смешанная жидкость при разных соотношениях количества воды и нефти.

## Фильтрация воды в керне со 100%-ной водонасыщенностью

В табл. 1 представлены результаты фильтрации воды в шести различных кернах со 100%-ной водонасыщенностью.

Таблица 1

Индекс модели	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		ОФП (линейная часть)	Эффективный начальный градиент давления, МПа/м
	абсолютная	эффективная (линейная часть)		
1	1,04	0,20	0,19	0,0078
2	1,00	0,21	0,21	0,0050
3	1,00	0,05	0,05	0,0800
4	2,54	0,94	0,37	0,0019
5	2,13	0,58	0,27	0,0056
6	10,86	4,37	0,40	0,0015

Следует отметить, что эффективная проницаемость для воды снижается в 5 раз по сравнению с абсолютной проницаемостью для исследуемых образцов коллектора. В то же время для высокопроницаемых коллекторов (абсолютная проницаемость порядка 1 мкм<sup>2</sup>) разница между эффективной и абсолютной проницаемостями составляет не более 10 % [1]. Это можно объяснить различным размером порового пространства высоко- и низкопроницаемого коллекторов. Если исходить из предположения, что поровое пространство коллектора можно представить в виде набора разноразмерных капилляров переменного сечения, то образуемый абсорбционный слой связанной воды на поверхности горной породы может перекрыть узкое проходное сечение мелкого капилляра и прекратить процесс фильтрации в нем. Таким образом, чем больше доля мелких капилляров (ниже абсолютная проницаемость), тем большее число капилляров будет перекрыто слоем связанной воды и, следовательно, тем больше разница между абсолютной и эффективной проницаемостями.

## Фильтрация воды в керне с остаточной нефтенасыщенностью

Результаты интерпретации экспериментальных исследований однофазной фильтрации воды в керне с остаточной нефтенасыщенностью представлены в табл. 2. Исследования были проведены на 30 различных кернах.

На рис. 2 представлена зависимость эффективного начального градиента давления от абсолютной проницаемости. Из него видна тенденция уменьшения эффективного начального градиента давления при увеличении абсолютной проницаемости коллектора. При этом абсолютные значения эффективного начального градиента давления увеличились на порядок по сравнению с фильтрацией воды в образцах керна со

Таблица 2

Индекс модели	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		ОФП (линейная часть)	Эффективный начальный градиент давления, МПа/м
	абсолютная	эффективная (линейная часть)		
1	26,12	2,65	0,10	0,0001
2	24,86	2,11	0,08	0,0000
3	24,01	2,05	0,09	0,0025
4	19,96	1,95	0,10	0,0006
5	14,59	1,28	0,09	0,0014
6	13,64	1,21	0,09	0,0004
7	11,21	0,99	0,09	0,0002
8	10,12	0,73	0,07	0,0001
9	8,98	0,76	0,08	0,0001
10	8,97	0,68	0,08	0,0144
11	8,13	0,59	0,07	0,0078
12	6,89	0,60	0,09	0,0041
13	6,45	0,45	0,07	0,0002
14	6,04	0,50	0,08	0,0018
15	5,78	0,31	0,05	0,0043
16	5,33	0,28	0,05	0,0027
17	5,11	0,30	0,06	0,0000
18	4,60	0,26	0,06	0,0001
19	4,20	0,26	0,06	0,0022
20	3,12	0,20	0,06	0,0004
21	2,72	0,23	0,08	0,0114
22	2,14	0,11	0,05	0,0174
23	1,98	0,16	0,08	0,0003
24	1,69	0,10	0,06	0,0550
25	1,21	0,06	0,05	0,0573
26	0,92	0,05	0,05	0,0281
27	0,81	0,04	0,05	0,0225
28	0,72	0,06	0,08	0,0406
29	0,67	0,05	0,08	0,0242
30	0,43	0,03	0,06	0,0661

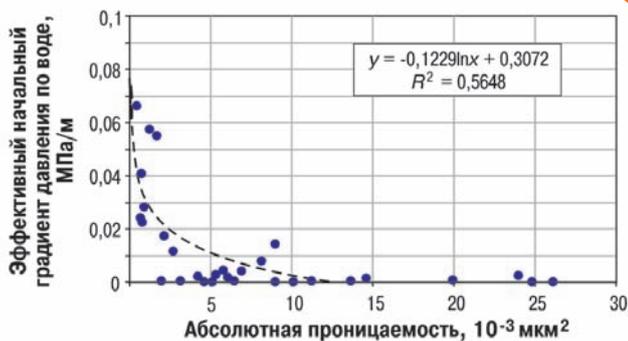


Рис. 2. Зависимость эффективного начального градиента давления от абсолютной проницаемости для воды, полученная на керне с остаточной нефтенасыщенностью

100%-ной водонасыщенностью. При абсолютной проницаемости коллектора более  $0,01$  мкм<sup>2</sup> эффективный начальный градиент давления практически равен нулю, т.е. фильтрация стремится к линейному закону Дарси.

## Фильтрация нефти в керне с остаточной водонасыщенностью

Результаты интерпретации экспериментальных исследований однофазной фильтрации нефти в керне с остаточной водонасыщенностью представлены в табл. 3. Исследования были проведены на 30 различных кернах.

На рис. 3 представлена зависимость эффективного начального градиента давления от абсолютной прони-

Таблица 3

Индекс модели	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		ОФП (линейная часть)	Эффективный начальный градиент давления, МПа/м
	абсолютная	эффективная (линейная часть)		
1	26,12	15,37	0,59	0,0002
2	24,86	14,28	0,57	0,0000
3	24,01	12,74	0,53	0,0016
4	19,96	11,42	0,57	0,0003
5	14,59	7,77	0,53	0,0007
6	13,64	8,28	0,61	0,0001
7	11,21	6,88	0,61	0,0008
8	10,12	5,58	0,55	0,0001
9	8,98	4,95	0,55	0,0011
10	8,97	4,31	0,48	0,0105
11	8,13	4,67	0,57	0,0065
12	6,89	3,18	0,46	0,0069
13	6,45	3,60	0,56	0,0003
14	6,04	3,45	0,57	0,0000
15	5,78	2,62	0,45	0,0032
16	5,33	2,82	0,53	0,0005
17	5,11	2,26	0,44	0,0000
18	4,60	1,90	0,41	0,0004
19	4,20	1,77	0,42	0,0070
20	3,12	1,66	0,53	0,0151
21	2,72	1,35	0,50	0,0083
22	2,14	1,19	0,56	0,0161
23	1,98	0,85	0,43	0,0386
24	1,69	0,91	0,54	0,0388
25	1,21	0,52	0,43	0,0484
26	0,92	0,55	0,60	0,0159
27	0,81	0,34	0,43	0,0129
28	0,72	0,27	0,38	0,0241
29	0,67	0,27	0,40	0,0275
30	0,43	0,19	0,44	0,0288

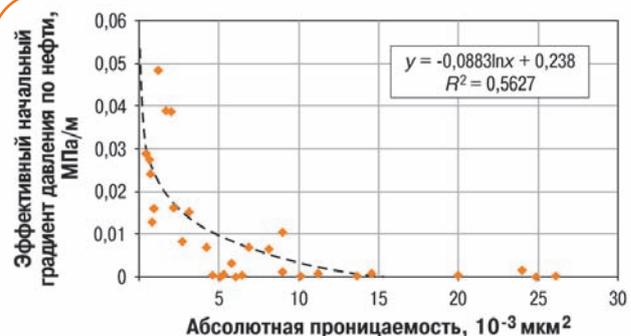


Рис. 3. Зависимость эффективного начального градиента давления от абсолютной проницаемости для нефти, полученная на керне с остаточной водонасыщенностью

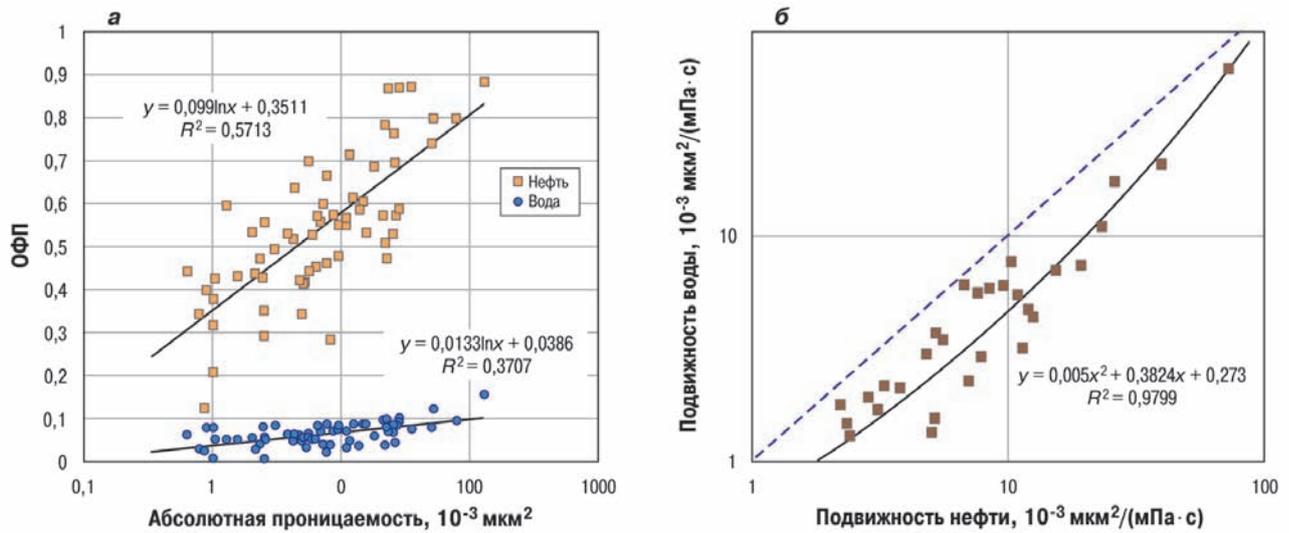


Рис. 4. Зависимость ОФП для нефти и воды от абсолютной проницаемости (а) и кросс-плот подвижностей нефти и воды (б)

цаемости для нефти, которая аналогична зависимости, полученной по результатам фильтрации для воды.

При анализе данных исследований первого и второго типов было замечено, что ОФП для нефти снижается быстрее с уменьшением абсолютной проницаемости по сравнению с ОФП для воды (рис. 4, а). Следовательно, соотношение подвижностей этих флюидов не будет постоянным с изменением абсолютной проницаемости (см. рис. 4, б).

### Двухфазная фильтрация воды и нефти

Эксперимент по двухфазной фильтрации проводился на одном керне абсолютной проницаемостью 0,001 мкм<sup>2</sup>. Результаты обработки представлены в табл. 4.

Таблица 4

Содержание воды в потоке при двухфазной фильтрации, %	Эффективная проницаемость (линейная часть), $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Эффективный начальный градиент давления, МПа/м
	для нефти	для воды	
90	0,0020	0,0042	0,2170
75	0,0055	0,0038	2,2070
50	0,0109	0,0025	1,1316
25	0,0214	0,0017	0,1839
0	0,0270	0,0000	0,1995

На рис. 5 показана зависимость эффективного начального градиента от водонасыщенности. Из него видно, что эффективный начальный градиент давления сначала увеличивается с ростом количества содержания воды в потоке, а затем уменьшается, т.е. наблюдается некая точка инверсии. Подобное поведение характерно для зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от содержания в ней воды.

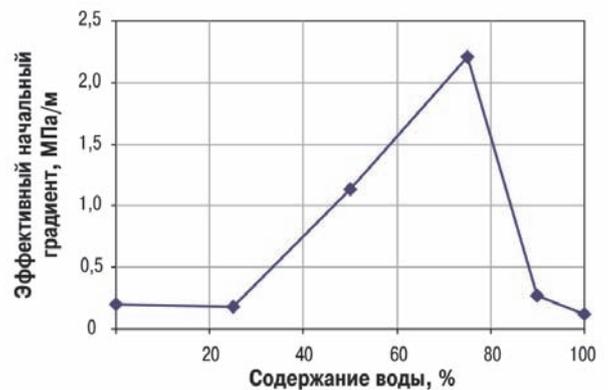


Рис. 5. Зависимость эффективного начального градиента давления от содержания воды в потоке при проведении двухфазной фильтрации

Однако размеры глобул эмульсии значительно превышают размеры порового пространства в низкопроницаемых коллекторах, поэтому образование эмульсии в образце керна невозможно. Скорее всего, подобная аномалия является следствием проявления капиллярных эффектов.

### Обоснование эмпирической зависимости нелинейной фильтрации

С учетом предварительной обработки и обобщения результатов лабораторных экспериментов был предложен следующий вид универсальной эмпирической зависимости нелинейной фильтрации

$$v = \frac{k_{abs} k_{ro,w}(S)}{\mu_{o,w}} \cdot \exp\left(-\frac{1}{|\text{grad}p| / H_0(S)}\right) \times \exp\left(-\frac{b(S)}{(|\text{grad}p| / H_0(S))^{c(S)} + d(S)}\right) \cdot \text{grad}p, \quad (3)$$

где  $k_{abs}$  – абсолютная проницаемость;  $k_{r,o,w}$  – относительная фазовая проницаемость флюида (нефть, вода);  $S$  – насыщенность;  $\mu_{r,o,w}$  – вязкость флюида (нефть, вода);  $b, c, d$  – эмпирические параметры, определяемые экспериментально.

Зависимость (3) является универсальной с той точки зрения, что при задании некоторых значений эмпирических коэффициентов уравнение фильтрации преобразуется в линейный закон фильтрации Дарси. В более общем подходе параметры  $k_{r,o,w}, H_0, b, c$  и  $d$  являются функциями водонасыщенности. Описание альтернативных эмпирических зависимостей с учетом нелинейного отклонения скорости фильтрации при малых градиентах давлений дано в работе [2].

В предложенной зависимости можно выделить две поправочные функции, обуславливающие отличие от линейного закона Дарси.

*Первая поправочная функция*

$$f_1 = \exp\left(-\frac{1}{|\text{grad}p|/H_0(S)}\right). \quad (4)$$

Здесь экспонента при значениях  $\text{grad}p \gg H_0$  может быть разложена по малому параметру. Тогда первую поправочную функцию можно упростить

$$f_1 = 1 - H_0(S)/|\text{grad}p|. \quad (5)$$

Такая форма описывает линейное изменение скорости фильтрации при умеренных градиентах давления. Начальный градиент  $H_0$  определяет смещение этой зависимости от линейного закона Дарси. При нулевом значении  $H_0$  функция  $f_1=1$  и уравнение фильтрации преобразуется в линейный закон Дарси.

*Вторая поправочная функция*

$$f_2 = \exp\left(-\frac{b(S)}{(|\text{grad}p|/H_0(S))^{c(S)} + d(S)}\right). \quad (6)$$

Здесь присутствуют эмпирические коэффициенты. Параметры  $b, c, d$  в комплексе отвечают за точку  $H_L$  (эффективный предельный градиент давления), параметр  $c$  – за «скорость падения» функции при градиентах давления ниже эффективного предельного, параметр  $d$  – за «подход к нулю».

Если параметр  $b$  задать равным нулю, то функция  $f_2=1$  и уравнение фильтрации преобразуется в линейный закон фильтрации Дарси.

## Выводы

1. Полученное отклонение от линейного закона Дарси при фильтрации в низкопроницаемых коллекторах характеризуется наличием эффективных начального и предельного градиентов давления.

2. Наличие эффектов нелинейной фильтрации подтверждено результатами экспериментов по однофазной фильтрации воды, являющейся ньютоновской жидкостью, в образцах керна со 100%-ной водонасыщенностью.

3. При фильтрации воды с остаточной нефтью и нефти с остаточной водой эффекты нелинейной фильтрации более выражены по сравнению с эффектами при экспериментах по фильтрации воды в образцах со 100%-ной водонасыщенностью, причем значения эффективных градиентов на порядок выше. При абсолютных проницаемостях более  $0,01 \text{ мкм}^2$  нелинейными эффектами можно пренебречь.

4. Результаты экспериментов по многофазной фильтрации показали существенное влияние насыщенности флюидом на характеристики нелинейной фильтрации, причем степень нелинейности сначала возрастает с увеличением количества воды в потоке, а затем уменьшается, т.е. наблюдается точка инверсии.

*Авторы выражают глубокую благодарность А.А. Гимазову и Е.И. Сергееву за помощь в интерпретации результатов лабораторных экспериментов, а также К.В. Торопову, А.В. Сергейчеву и А.А. Яковлеву за критические замечания и ценные советы.*

## Список литературы

1. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод. – М.: Недра, 1984. – 101 с.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабилов М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.

## References

1. Ar'e A.G., *Fizicheskie osnovy fil'tratsii podzemnykh vod* (Physical principles of groundwater filtration), Moscow: Nedra Publ., 1984, 101 p.
2. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M., *Anomal'nye nef'ti* (Abnormal oil), Moscow: Nedra Publ., 1975, 168 p.

# Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Численная схема, анализ устойчивости и сходимости

О.С. Борщук (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
В.П. Житников (УГАТУ)

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, нелинейная фильтрация, лабораторные эксперименты, гидродинамическое моделирование.

**Key words:** low-permeability formations, nonlinear filtration, laboratory experiments, reservoir simulation.

**Адрес для связи:** borschukos@ufanipi.ru

## Введение

В основе моделирования многофазных фильтрационных потоков в пористой среде лежит система уравнений в частных производных, описывающих распределение давлений и насыщенных фаз в пласте, дополненная соответствующими начальными и граничными условиями [1-3]. Указанные дифференциальные уравнения получают из уравнений сохранения массы для компонентов в предположении, что скорость потока и давление связаны между собой законом Дарси

$$v = -\frac{k}{\mu} \text{grad} p, \quad (1)$$

где  $v$  – скорость фильтрации флюида;  $k$  – абсолютная проницаемость породы;  $\mu$  – вязкость флюида;  $p$  – поле давления.

В данной статье рассмотрены численные аспекты моделирования течения флюидов в пористой среде низкой и сверхнизкой проницаемостей. При этом как показывают исследования, приведенные в статье [4], зависимость скорости от градиента давления может не удовлетворять закону Дарси. Представленная в статье кусочно-линейная модель аппроксимации зависимости скорости течения от градиента давления является расширением закона Дарси и позволяет описать не только нелинейное поведение при малых градиентах давления, но и наличие ненулевого начального градиента сдвига.

Проведено исследование влияния явной и неявной схем дискретизации на точность получаемого решения.

## Математическая модель фильтрации флюида в нефтяном пласте с учетом нелинейных эффектов

Для исследования свойств различных численных схем рассматривалась задача однофазной фильтрации флюида в пористой среде

$$\phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} = -\text{grad} v, \quad (2)$$

где  $\phi$  – пористость;  $c_f$  – сжимаемость породы;  $v = -k(\text{grad} p) \cdot \text{grad} p / \mu$ .

Для аппроксимации зависимости скорости фильтрации от градиента давления  $v(\text{grad} p)$ , предложенной в статье [5], была использована кусочно-линейная функция (рис. 1). Это возможно, так как численные расчеты с использованием «гладкой» зависимости и кусочно-линейной аппроксимации показали близкие результаты.

Модель зависимости  $v(\text{grad} p)$  представляет собой ломанную кривую с характерными точками излома при градиентах давления  $H_L, H_L^1, H_0, H_0^1, H_0^2$ , которые определяются из экспериментов и являются функциями насыщенности и абсолютной проницаемости

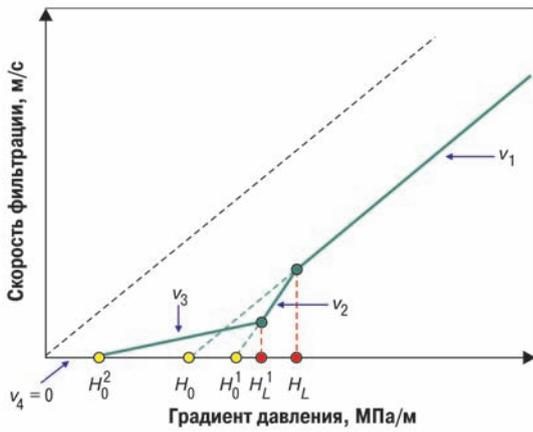


Рис. 1. Модельная зависимость скорости фильтрации от градиента давления

В дискретном виде уравнение (2) можно представить в следующем виде:

для явной схемы дискретизации

$$p_{i,j} = p_{i,j-1} + \lambda(p_{i+1,j-1} - 2p_{i,j-1} + p_{i-1,j-1})g_k; \quad (4)$$

для неявной схемы

$$p_{i,j} - \lambda(p_{i+1,j} - 2p_{i,j} + p_{i-1,j})g_k = p_{i,j-1}, \quad (5)$$

где  $i$  – номер ячейки расчетной сетки;  $j$  – номер временного слоя.

Параметр  $g_k$  определяется по формулам

$$g_k(\chi) = \begin{cases} 1, & \chi > \lambda\alpha \\ \frac{\lambda-1}{\lambda-\gamma}, & \gamma_1\gamma\alpha \leq \chi \leq \lambda\alpha \\ \frac{(\lambda-1)(\gamma_1-1)}{(\lambda-\gamma)(\gamma_1-\gamma_2)}, & \gamma_2\gamma\alpha \leq \chi \leq \gamma_1\gamma\alpha \\ 0, & \chi \leq \gamma_2\gamma\alpha \end{cases} \quad (6)$$

### Численные результаты и оценка погрешности

Основные параметры расчетов: число отрезков разбиения по оси  $x$   $n=10\kappa_n$ ,  $\kappa_n=1, 2, 4, \dots, 32$ ; шаг по оси  $x$   $h=1/n$ ; шаг по оси безразмерного времени  $s=\lambda h^2$ , число Куранта  $\lambda=s/h^2=1/4$  (для некоторых случаев  $\lambda$  уменьшалось до 16 раз за счет уменьшения  $s$ ).

Рассмотрим априорную модель зависимости погрешности  $z$  от числа узловых точек сетки  $n$ , которая представляется в виде суммы нескольких слагаемых [6]

$$z_n - z = c_1 n^{-k_1} + c_2 n^{-k_2} + \dots + c_L n^{-k_L} + \Delta(n), \quad (7)$$

где  $z_n$  – результат вычисления, полученный при значении параметра, равном  $n$ ;  $c_j$  – неизвестные коэффициенты;  $k_1, \dots, k_L$  – произвольные известные действительные числа ( $k_1 < k_2 < \dots < k_L$ ).

Параметр  $\Delta(n)$  может включать не вошедшие в сумму слагаемые, остаточный член, погрешность округления и другие составляющие, обусловленные несовершенством численного алгоритма и его программной реализацией. Существенно то, что величина  $\Delta(n)$  не имеет априорной оценки, и предполагается возможным возрастание  $\Delta(n)$  при увеличении  $n$ .

Пусть имеется конечная последовательность  $z_{ni}^{(0)} = z_{ni}$ ,  $i = 1, \dots, I$  вычисленных результатов. Численной фильтрацией [6] называется последовательное устранение (подавление) компонентов погрешности, т.е. определение отфильтрованных последовательностей  $z_{ni}^{(j)}$   $j = 1, \dots, L$  ( $j$  – порядковый номер фильтрации).

$$\left\{ \begin{aligned} & \left( \frac{dp}{dx} \right) > H_L(S), \quad v_1^F = \frac{k_{eff}^F}{\mu^F} \cdot \left( \frac{dp}{dx} - H_0(S) \right) \\ & H_L^1(S) < \left( \frac{dp}{dx} \right) \leq H_L(S), \quad v_2^F = f_1 \frac{k_{eff}^F}{\mu^F} \cdot \left( \frac{dp}{dx} - H_0^1(S) \right), \quad f_1 = \frac{H_L(S) - H_0(S)}{H_L(S) - H_0^1(S)} \\ & H_0^2(S) < \left( \frac{dp}{dx} \right) \leq H_L^1(S), \quad v_3^F = f_2 \frac{k_{eff}^F}{\mu^F} \cdot \left( \frac{dp}{dx} - H_0^2(S) \right), \quad f_2 = f_1 \frac{H_L^1(S) - H_0^1(S)}{H_L^1(S) - H_0^2(S)} \\ & \left( \frac{dp}{dx} \right) < H_0^2(S), \quad v_4^F = 0 \end{aligned} \right. \quad (3)$$

где  $v_{1,2,3,4}^F$  – скорость фильтрации флюида  $F$  на соответствующем участке;  $dp/dx$  – градиент давления;  $k_{eff}^F$  – эффективная проницаемость для флюида  $F$ ;  $\mu^F$  – вязкость флюида  $F$ ;  $f_1, f_2$  – коэффициент изменения подвижности на участке определения соответственно  $v_2$  и  $v_3$ .

Для оценки различных методов дискретизации введем характерные размер  $L$ , давление  $p^0$  и безразмерные переменные:  $x=X/L$ ,  $y=Y/L$ ,  $z=Z/L$ ,  $p'=p/p^0$ ,  $\tau=kk_{r1}t/L^2\mu^F c_f$ ,  $v=Ut/L$ .

Обозначим  $\alpha=LH_0/p^0$ ,  $\lambda=H_L/H_0 > 1$ ,  $\gamma=H_{01}/H_0$ ,  $\gamma_1=H_{L1}/H_{01}$ ,  $\gamma_2=H_{02}/H_{01}$ .

Отметим наличие следующих ограничений ( $0 \leq \gamma < \lambda$ ), ( $1 \leq \gamma_1 < \lambda/\gamma$ ), ( $0 \leq \gamma_2 < \gamma_1$ ).

Рассмотрим две модели дискретизации: явную и неявную. Отметим, что явная модель проста в реализации, но при этом является условно устойчивой, что вводит дополнительные ограничения на соотношение шага расчетной сетки и длины временных шагов. Неявная схема дискретизации безусловно устойчива, но при этом сложна в реализации. Для неявной схемы будем использовать значение градиента с предыдущего временного слоя. Это позволяет существенно упростить реализацию, устойчивость же данной схемы требует дополнительной проверки.

В результате фильтрации получается новая последовательность, не содержащая компоненты  $c_j n^{-k_j}$ , которую при условии сохранения вида остальных компонентов (точнее, первого из оставшихся) можно подвергнуть повторной фильтрации для подавления следующего компонента. Для сохранения вида компонентов достаточно выполнить условие  $n_i/n_{i-1} = Q = \text{const}$ .

Исследование различных численных схем проводилось на основе решения задачи со следующими условиями:

$$p'(x, 0) = 1 - x \text{ - начальные условия;}$$

$$\frac{\partial p'}{\partial x}(0, \tau) = \frac{\partial p'}{\partial x}(1, \tau) = -\gamma_2 \gamma \alpha \text{ - граничные условия.}$$

Для оценки погрешности явной и неявной схем выполнены расчеты при следующих значениях безразмерных параметров  $\alpha=0,2, \lambda=4, \gamma=2, \gamma_1=1,5, \gamma_2 \in [0; 1,5]$ . При  $\gamma_2=1,5$  зависимость  $\nu(\text{grad}p)$  имеет разрыв первого рода.

Результаты фильтрации и оценки погрешности представлены на рис. 2 в виде зависимости  $-\lg \delta$  ( $\delta$  – оценка относительной погрешности) от  $\lg k_n$ ,  $k_n$  – коэффициент числа отрезков разбиения  $n=10k_n$ ). Кривые с номером 0 – соответствуют погрешности расчетных данных, 1 – результатам первой, 2 – второй фильтрации. Из рис. 2 видно, что явная и неявная схемы по точности мало различаются. При этом фильтрация численных результатов для неявной схемы позволяет добиться лучших результатов. На рис. 3 приведены численные решения поставленной задачи в различные моменты времени.

При  $\gamma_2=1,4$  явная схема теряет устойчивость, тогда как неявная схема (5) остается устойчивой. Таким образом, численные эксперименты позволяют рекомендовать неявную схему с использованием градиентов давления с предыдущего временного слоя для применения в программах решения более сложных задач, поскольку данный подход избавляет от многих вычислительных проблем.

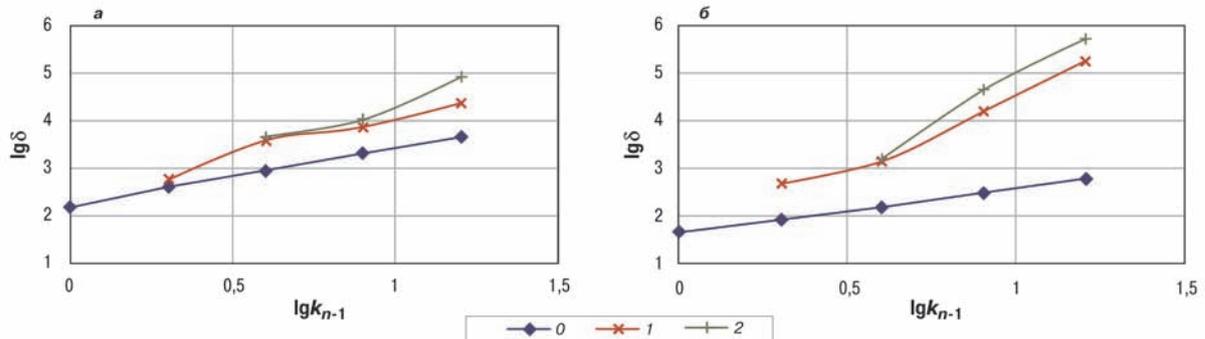


Рис. 2. Оценка погрешности определения давления  $p'(0, \tau)$  для  $\gamma_2=1,2$  по явной (а) и неявной (б) схемам

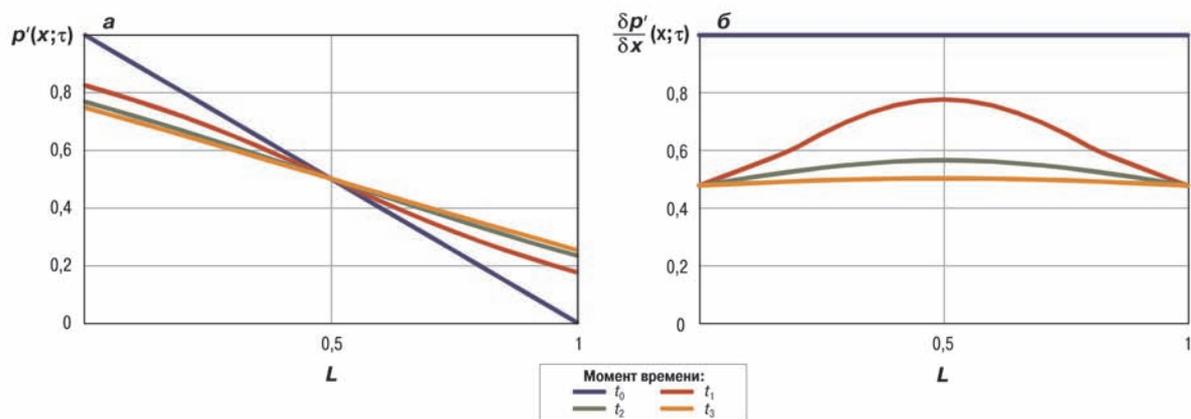


Рис. 3. Численные решения для  $\gamma_2=1,2$ , безразмерных давления (а) и градиента давления (б)

Параметры	Модель 1		Модель 2	
	без нелинейных эффектов	при наличии начального градиента сдвига	без нелинейных эффектов	с нелинейными эффектами
Число итераций метода Ньютона: всего	619	836	468	688
на временной шаг	4,3	5,8	3,9	5,7
Время расчета, мм	18	26	93	142

## Особенности реализации в программном комплексе «РН-КИМ»

В соответствии с результатами предыдущего раздела для реализации в пакете гидродинамического моделирования «РН-КИМ» была выбрана неявная схема дискретизации с градиентом давления, взятым с предыдущего временного слоя. Тестирование реализованной схемы проводилось как на тестовых примерах, так и на полномасштабных моделях месторождений.

Расчеты показывают, что при учете нелинейных эффектов, особенно при наличии градиента начального сдвига, шаг расчетной сетки должен быть в 2-3 раза меньше, чем при использовании линейного закона Дарси. Сравнение скорости и сходимости результатов гидродинамического моделирования при учете нелинейных эффектов представлены в таблице. Отметим, что скорость сходимости уменьшается в среднем на 30-50 %, что при необходимости измельчения расчетной сетки может существенно увеличить время расчета.

## Выводы

1. Выполнено сопоставление явной и неявной схем расчета. В неявной схеме во избежание проблем, связанных с зависимостью проницаемости от градиента давления, нелинейные члены использовались с предыдущего временного слоя. Результаты исследований показали, что явная схема полностью соответствует теоретическим положениям, т.е. устойчива при ограниченном соотношении шагов по времени и пространству. Увеличение наклона касательной к зависимости проницаемости от градиента давления требует уменьшения шага по времени. Результаты решения неявной схемы в области устойчивости явной схемы совпадают с точностью до 5 значащих цифр. В области неустойчивости явной схемы неявная схема остается устойчивой.

2. Проведена интеграция наработок по учету нелинейных эффектов при моделировании низкопроницаемых коллекторов в программный комплекс «РН-КИМ».

3. Программный комплекс «РН-КИМ» протестирован с целью сравнения скорости сходимости без учета и с учетом нелинейных эффектов. Тестирование показало, что сходимость ухудшается на 30-

50 %, а при наличии отличного от нуля градиента начального сдвига требуется уменьшение шага расчетной сетки в 2-3 раза.

*Авторы выражают благодарность за неоценимую помощь в подготовке статьи В.А. Байкову, Р.А. Байкову, И.Х. Бадыкову.*

## Список литературы

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 408 с.
2. Ertekin T., Aboy-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. – Richardson, Texas, 2001. – 406 p.
3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в пористых пластах. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
4. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождений /В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских [и др.]//Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 2. – С. 17-19.
5. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований кернa Приобского месторождения/В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских [и др.]//Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 2. – С. 8-12.
6. Житников В. П., Шерыхалина Н.М. Моделирование течений тяжелой жидкости с применением методов многокомпонентного анализа. – Уфа: Гилем, 2009. – 336 с.

## References

1. Aziz Kh., Settari A., *Petroleum reservoir simulation*, Applied Science Publishers, 1979, 476 p.
2. Ertekin T., Aboy-Kassem J.H., King G.R., *Basic applied reservoir simulation*, Richardson, Texas, 2001, 406 p.
3. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M., *Dvizhenie zhidkostey i gazov v poristyykh plastakh* (The fluid flow in porous formations), Moscow: Nedra Publ., 1984, 208 p.
4. Baykov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V., Yakasov A.V., *Vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2013, no. 2.
5. Baykov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V. et al., *Vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2013, no. 2.
6. Zhitnikov V. P., Sherykhalina N.M., *Modelirovanie techeniy vesomoy zhidkosti s primeneniem metodov mnogokomponentnogo analiza* (Heavy fluid flow simulation using the multi-component analysis), Ufa: Gilem Publ., 2009, 336 p.

# Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения

**В.А. Байков, д.ф.-м.н., Р.Р. Галеев, А.В. Колонских, к.т.н., А.В. Якасов  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
К.В. Торопов (ОАО «НК Роснефть»)**

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, нелинейная фильтрация, лабораторные эксперименты, гидродинамическое моделирование.

**Key words:** low-permeability formations, nonlinear filtration, laboratory experiments, reservoir simulation.

**Адрес для связи:** GaleevRR@ufanipi.ru

## Введение

Рентабельная разработка залежей низкопроницаемых пластов с каждым годом становится все более актуальной задачей. Основные вопросы, которые возникают при проектировании разработки подобных залежей: как происходит фильтрация в низкопроницаемых коллекторах; какому физическому закону она соответствует; насколько правомерно использовать закон Дарси, полученный для высокопроницаемых коллекторов; как особенности фильтрации в низкопроницаемых коллекторах влияют на их разработку.

## Результаты лабораторных экспериментов

В результате лабораторных экспериментов, проведенных в ООО «РН-УфаНИПИнефть» на образцах ядра Приобского месторождения, выявлено, что фильтрация флюидов в низкопроницаемом коллекторе не подчиняется линейному закону Дарси. Описание лабораторных экспериментов и вид характерной экспериментальной зависимости скорости фильтрации от градиента давления представлены в статье [1].

В работе [2] на зависимости скорости фильтрации от градиента давления выделяются две области.

1. Нелинейная часть соответствует удаленной зоне в межскважинном пространстве. Именно эта область принципиально влияет на технологические показатели разработки месторождения.

2. Линейная часть характеризует прискважинную зону пласта. С учетом абсолютных значений эффективного предельного градиента давления и логарифмического распределения давления в околоскважинной зоне при радиальной фильтрации радиус области пласта с данным типом фильтрации составляет 10-30 м от скважины.

Основным вопросом при исследовании нелинейной фильтрации является вид нелинейной части кривой фильтрации в области низких градиентов давления («подход к нулю»). Лабораторные эксперименты имеют ограничение по рабочему интервалу градиентов

давления, характерных для разработки низкопроницаемых коллекторов. Область низких градиентов остается неисследованной из-за ограниченной минимальной скорости фильтрации на лабораторной установке.

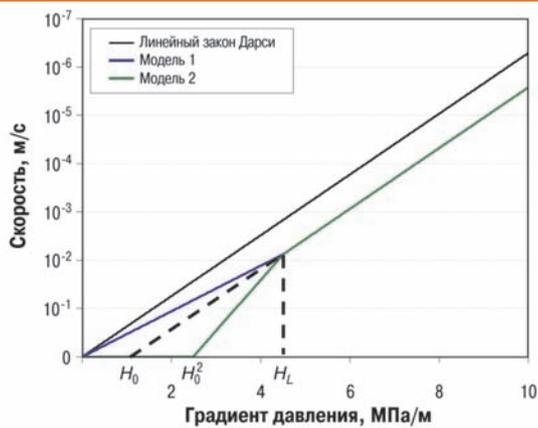
## Математическое моделирование влияния нелинейных эффектов на технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов

Для гидродинамического моделирования течения в низкопроницаемых коллекторах в корпоративный гидродинамический симулятор «РН-КИМ» была интегрирована зависимость скорости фильтрации от градиента давления, учитывающая эффекты нелинейной фильтрации. Полное описание математической модели, лежащей в основе расчетного модуля симулятора «РН-КИМ», приведено в работе [3].

Модельная зависимость скорости фильтрации от градиента давления представляет собой ломаную кривую с характерными точками градиента давления  $H_L$ ,  $H_L^1$ ,  $H_0$ ,  $H_0^1$ ,  $H_0^2$ , которые определяются в результате анализа и интерпретации данных лабораторных экспериментов и являются функциями насыщенности и абсолютной проницаемости [2]. Для изучения «подхода к нулю» в данной работе при моделировании разработки рассмотрены три альтернативных уравнения фильтрации (см. рисунок):

- 1) линейный закон фильтрации Дарси (скорость фильтрации пропорциональна градиенту давления);
- 2) нелинейная модель 1 – кусочно-линейная функция с фильтрацией во всем интервале градиентов давления; аналогичная модель представлена в работах [4, 5];
- 3) нелинейная модель 2 – кусочно-линейная функция с фильтрацией при градиентах давления выше определенного значения.

Моделирование проводилось для физико-химических и термобарических условий Приобского месторождения. Для оценки влияния фильтрационно-емкостных свойств пласта на технологические характе-



Модельные зависимости с различным «подходом к нулю» для абсолютной проницаемости  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и содержания нефти в потоке, равного 0,5

ристики разработки месторождения для всех уравнений фильтрации варьировалась абсолютная проницаемость от  $0,5 \cdot 10^{-3}$  до  $40 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и задавались следующие условия:

- при использовании линейного закона фильтрации Дарси петрофизические зависимости были характерными для Приобского месторождения;
- для модели 1 использовались зависимости эффективного начального градиента давления  $H_0$  от абсолютной проницаемости и водонасыщенности [2]; эффективный предельный градиент давления  $H_L = H_L^1 = 4H_0$ ; фильтрация во всем интервале градиентов давления ( $H_0^2 = 0$ );
- для модели 2 использовались зависимости, аналогичные модели 1; эффективный предельный градиент давления  $H_L = H_L^1 = 4H_0$ ; фильтрация при градиентах давления выше  $H_0^2 = 2,2H_0$ .

На рисунке модель 1 характеризуется двумя точками: эффективным начальным градиентом давления  $H_0 = 1,13$  МПа/м и эффективным предельным градиентом давления  $H_L = H_L^1 = 4,52$  МПа/м; модель 2 – дополнительно точкой  $H_0^2 = 2,49$  МПа/м.

Влияние нелинейной фильтрации и типа «подхода к нулю» на технологическую эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов оценивалось по следующим показателям:

- начальный дебит жидкости скважины;
- дебит жидкости скважины при стационарном режиме фильтрации;
- коэффициент извлечения нефти (КИН) до достижения обводненности 98 %;
- срок разработки до достижения обводненности 98 %.

Для оценки дебитов жидкости были созданы однородные однослойные гидродинамические модели (ГДМ) с одиночной добывающей скважиной с ГРП (полудлина трещины – 150 м), работающей в режиме поддержания постоянного забойного давления 5 МПа. Размеры прямоугольной области составляли 500×500 м с условием постоянного давления на границе, равного 25 МПа. Для оценки остальных техно-

логических показателей (КИН и срока разработки) созданы аналогичные однородные однослойные ГДМ с девятиточечной схемой расположения скважин. Плотность сетки скважин составляла 25 га/скв. Полу-длина трещин ГРП в добывающих скважинах – 150 м, в нагнетательных – 350 м (с учетом развития техногенных трещин при закачке воды в низкопроницаемый пласт – автоГРП). Забойное давление в добывающих скважинах – 5 МПа, в нагнетательных – 45 МПа. Начальное пластовое давление – 25 МПа.

## Сравнение результатов гидродинамических расчетов по линейному закону Дарси и с учетом нелинейных эффектов фильтрации по модели 1

По результатам расчетов на ГДМ с девятиточечной схемой расположения скважин установлено, что при учете нелинейной фильтрации по модели 1 и без ее учета значения КИН совпадают, а срок разработки по модели 1 увеличивается в несколько раз (см. таблицу). Это обусловлено тем, что фильтрация происходит во всем интервале градиентов давления и коэффициент охвата пласта вытеснением не уменьшается, но за счет наличия на кривой фильтрации участков (при градиентах давления от нуля до  $H_L$ ) с меньшим тангенсом угла наклона касательной (эффективной проницаемостью) время разработки увеличивается. Например, при абсолютной проницаемости пласта  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> время разработки возрастает в 1,9 раза (от 50 до 94 лет). С учетом того, что срок службы скважин составляет около 50-70 лет, подобное увеличение времени разработки является существенным.

Результаты расчетов на ГДМ с одиночной скважиной показали, что разница между начальными дебитами, рассчитанными по линейному закону Дарси и модели 1, увеличивается с уменьшением проницаемости. В зонах проницаемостью более  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> погрешность при расчете начального дебита по линейному закону Дарси будет на уровне инженерной, но при переходе в зоны более низкой проницаемости необходимо учитывать эффекты нелинейной фильтрации. Разница в расчетах дебитов при стационарном режиме фильтрации по линейному закону Дарси и модели 1 более существенна: при абсолютной проницаемости пласта  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> она составляет 53 % и с уменьшением проницаемости увеличивается.

## Сравнение результатов гидродинамических расчетов по линейному закону Дарси и с учетом нелинейных эффектов фильтрации по модели 2

В случае учета нелинейной фильтрации по модели 2 изменяется не только время разработки, но и КИН, который может уменьшиться вплоть до нуля (см. таблицу). Это связано с тем, что в пласте образуются застойные зоны, в которых фильтрации не происходит.

Абсолютная проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	КИН*			Срок разработки, годы*			Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут**					
	без учета нелинейности	Модель		без учета нелинейности	Модель		начальный		при стационарном режиме			
		1	2		1	2	без учета нелинейности	Модель		без учета нелинейности	Модель	
0,5	0,44	0,44	0,002***	276	607	1***	47,1	37,7	33,9	7,1	3,1	0,0
0,7	0,44	0,44	0,002***	197	433	1***	57,6	40,0	33,9	9,9	4,3	0,0
1	0,44	0,44	0,002***	139	305	1***	70,3	44,7	36,9	14	6,2	0,0
1,5	0,44	0,44	0,003***	94	205	1***	86,5	59,6	50,6	20,6	9,2	0,0
2	0,44	0,44	0,006***	73	155	9***	96,1	76,2	70,9	26,5	12,0	0,0
3	0,44	0,44	0,03***	50	94	99***	111,6	98,0	95,7	37,7	17,6	0,0
5	0,44	0,44	0,06***	32	58	274***	137,8	118,6	114,5	58,2	27,9	0,0
7	0,44	0,44	0,12	24	41	175	160,5	138,3	134,4	77,2	38,1	0,0
10	0,44	0,44	0,35	19	26	35	189,1	169,3	167,7	103,2	55,2	0,2
15	0,44	0,44	0,39	12	16	18	232,0	211,6	210,6	143,2	85,4	25,2
20	0,44	0,44	0,42	11	12	12	271,6	256,3	256,6	180,6	129,4	117,2
25	0,44	0,44	0,44	9	9	9	308,5	308,4	308,4	216,2	216,2	216,2
30	0,44	0,44	0,44	8	8	8	344,4	344,1	344,1	250,7	250,7	250,7
40	0,44	0,44	0,44	6	6	6	412,7	412,0	412,0	316,8	316,8	316,8

\* Результаты расчета на ГДМ с девятиточечной схемой расположения скважин.

\*\* Результаты расчета на ГДМ с одиночной скважиной.

\*\*\* Расчет проведен до минимального дебита жидкости 0,1 м<sup>3</sup>/сут.

С уменьшением проницаемости размеры застойных зон увеличиваются.

Влияние нелинейной фильтрации по модели 2 на расчет дебитов жидкости одиночной скважины схоже с нелинейной моделью 1. Различие заключается в том, что при проницаемости пласта менее  $7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> наблюдается снижение дебита при стационарном режиме фильтрации до нуля (см. таблицу). Это связано с образованием ограниченной дренируемой области вокруг скважины, что аналогично эксплуатации в режиме истощения.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что при фильтрации в пласте по нелинейной модели 2 разработка в режиме поддержания пластового давления за счет закачки воды в пласт является низкоэффективной.

## Выводы

1. Анализ полученных результатов показывает, что вне зависимости от «подхода к нулю» эффекты нелинейной фильтрации существенно влияют на процесс разработки низкопроницаемых коллекторов при абсолютных проницаемостях менее  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Это проявляется либо в увеличении времени разработки, либо в уменьшении КИН.

2. Установлено существенное влияние эффектов нелинейной фильтрации на дебит жидкости при стационарном режиме фильтрации, что становится актуальным при прогнозных расчетах динамики добычи жидкости. При расчете начальных дебитов жидкости влияние эффектов нелинейной фильтрации необходимо учитывать при переходе в зоны абсолютной проницаемостью менее  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

3. Результаты расчетов свидетельствуют о том, что тип «подхода к нулю» является принципиальным при разработке низкопроницаемых коллекторов. В связи с

этим необходимы проведение специальных лабораторных экспериментов для уточнения типа «подхода к нулю» на зависимости скорости фильтрации от градиента давления и создание новых наукоемких технологий для экономически рентабельного освоения низкопроницаемых коллекторов.

## Список литературы

1. *Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения/В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров [и др.]// Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 4-7.*
2. *Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения/В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских [и др.]// Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 8-12.*
3. *Борищук О.С., Житников В.П. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Численная схема, анализ устойчивости и сходимости. – Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №2. – С. 13-16.*
4. *Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs/ Liu Shun, Han Feng-rui, Zhang Kai, Tang Ze-wei// SPE 132271.*
5. *Non-Darcy flow numerical simulation for low-permeability reservoirs/ Jianchun Xu, Ruizhong Jiang, Lisha Xie [et al.] // SPE 154890.*

## References

1. Baykov V.A., Kolonskikh A.V., Makatrov A.K. et al., *Vestnik ОАО «NK «Rosneft»*, 2013, no. 2.
2. Baykov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V. et al., *Vestnik ОАО «NK «Rosneft»*, 2013, no. 2.
3. Borshchuk O.S., Zhitnikov V.P., *Vestnik ОАО «NK «Rosneft»*, 2013, no. 2.
4. Shun Liu, Feng-rui Han, Kai Zhang, Ze-wei Tang, *Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs*, SPE 132271.
5. Jianchun Xu, Ruizhong Jiang, Lisha Xie et al., *Non-Darcy flow numerical simulation for low-permeability reservoirs*, SPE 154890.

## Геомеханические исследования баженовской свиты

И.Д. Латыпов, к.ф.-м.н., Р.А. Исламов, Д.Д. Сулейманов (ООО «РН-Уфанипинефть»)

**Ключевые слова:** баженовская свита, специальные методы геофизических исследований скважин (ГИС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), азимут трещины ГРП, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, индекс хрупкости.

**Key words:** Bazhenov formation, special well log methods, hydraulic fracturing, fracture azimuth, Young's modulus, Poisson ratio, brittleness index.

Адрес для связи: Latypovid@ufanipi.ru

### Введение

За последние 10 лет массового применения гидро-разрыва пласта (ГРП) при добыче нефти накоплен колоссальный практический опыт реализации данной технологии. В настоящее время ГРП фактически стал частью системы разработки низкопроницаемых коллекторов. ООО «РН-Юганскнефтегаз» является одним из безусловных лидеров в России в области внедрения ГРП, в том числе на баженовской свите (пласт ЮС<sub>0</sub>).

В данной статье проанализированы результаты геомеханических исследований баженовской свиты и их влияние на параметры трещины при проведении ГРП.

### Азимут распространения трещин ГРП и естественной трещиноватости

ООО «РН-Юганскнефтегаз» активно применяет новые технологии при использовании методов геофизических исследований скважин (ГИС) для получения дополнительной информации о целевых объектах разработки, в том числе кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ) и электрический микроимиджер, которые позволяют определить:

- азимут распространения естественной трещиноватости и техногенных трещин;
- механические свойства горных пород;
- естественную и искусственную анизотропию скорости поперечных волн.

Более подробное описание ограничений этих методов, а также областей их применения представлено в работе [1].

В 11 скважинах Правдинского и Салымского месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» были проведены исследования пласта ЮС<sub>0</sub> с использованием кросс-дипольного АКШ и электрического микроимиджера. Выявлено, что средний азимут естественной трещиноватости на баженовской свите

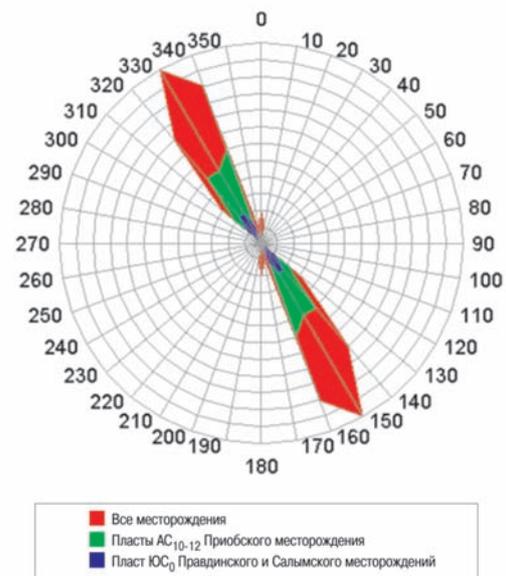


Рис. 1. Результаты исследований по определению азимуты трещин ГРП

не выделяется, средний азимут техногенных трещин совпадает со средним значением по другим объектам месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» [1, 2] (рис. 1).

### Индекс хрупкости

Основной геомеханический параметр, который необходимо учитывать при разработке баженовской свиты – это хрупкость породы. В мировой практике ввиду отсутствия прямых исследований хрупкости породы используют косвенные способы оценки.

Введем динамический индекс хрупкости по аналогии с работой [3]

$$BI_D = \frac{1}{2} \left[ \frac{E_D}{20} - \frac{\mu_D - 0,5}{0,5} \right], \quad (1)$$

где  $E_D$  – динамический модуль Юнга;  $\mu_D$  – динамический коэффициент Пуассона.

Низкий индекс хрупкости характеризует более пластичные породы и предопределяет возникновение одной двукрылой трещины ГРП. Высокий индекс хрупкости характеризует более хрупкие породы и является одним из условий возникновения множественной трещиноватости [3].

Проведение плотностного каротажа и кросс-дипольного АКШ в скважине позволяет определить динамические механические свойства породы

$$E_D = \rho v_s^2 \frac{3v_c^2 - 4v_s^2}{v_c^2 - v_s^2}; \quad (2)$$

$$\mu_D = \frac{v_c^2 - 2v_s^2}{2(v_c^2 - v_s^2)}, \quad (3)$$

где  $\rho$  – плотность;  $v_c, v_s$  – скорость соответственно продольной и поперечной волны.

По формулам (1)-(3) был рассчитан динамический индекс хрупкости в скв. X1 Правдинского месторождения (пласт ЮС<sub>0</sub>), скв. X2 Салымского месторождения (пласт ЮС<sub>0</sub>), скв. X3 Приобского месторождения (пласт АС<sub>12</sub>), а также для известных хрупких (фарфор, кварцевое стекло) и нехрупких (свинец, олово) материалов (рис. 2). Индекс хрупкости пласта ЮС<sub>0</sub> Правдинского и Салымского месторождений ниже, чем пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения, и находится в зоне нехрупких материалов, таких как олово и свинец. Отсюда следует, что стандартная операция гидроразрыва пласта ЮС<sub>0</sub> Салымского и Правдинского месторождений создает одну двукрылую трещину ГРП, как и в случае пла-

ста АС<sub>12</sub> Приобского месторождения, а не сеть трещиноватости, как можно было предположить по аналогии со сланцевыми коллекторами месторождений Северной Америки.

## Анизотропия скоростей поперечных волн

Применение методов вычислительной алгебры к данным кросс-дипольного АКШ позволяет разложить скорость волны сдвига  $v_s$  на максимальную и минимальную составляющие (так называемые «быструю»  $v_{s\ fast}$  и «медленную»  $v_{s\ slow}$  сдвиговые волны). При проведении исследований в открытом стволе направления, отвечающие  $v_{s\ fast}$  и  $v_{s\ slow}$  соответствуют азимутам максимального и минимального горизонтальных напряжений. При проведении исследований после выполнения ГРП направление, отвечающее  $v_{s\ fast}$ , соответствует азимуту трещины ГРП. Анизотропия скоростей поперечной волны рассчитывается по направлению. Она характеризует ширину одиночной двукрылой трещины ГРП или возникновение множественной трещиноватости. Если в вертикальной скважине прирост анизотропии скоростей поперечной волны после ГРП небольшой (менее 2 %), то это означает равномерное по направлению распределение проппанта и образование множественной трещиноватости. Если анизотропия после ГРПкратно увеличилась, то это свидетельствует о наличии выделенного направления и образовании одной двукрылой трещины ГРП.

На рис. 3 представлены результаты исследований анизотропии скоростей поперечных волн до и после гидроразрыва пласта ЮС<sub>0</sub> Салымского месторождения и пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения. Анизотропия скоростей поперечных волн до гидроразрыва пласта ЮС<sub>0</sub> Салымского месторождения в среднем ниже, чем пласта АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения. В то же время анизотропия скоростей поперечных волн после ГРП на Салымском месторождении в среднем выше, чем на Приобском. Таким образом, стандартная операция ГРП на Салымском (пласт

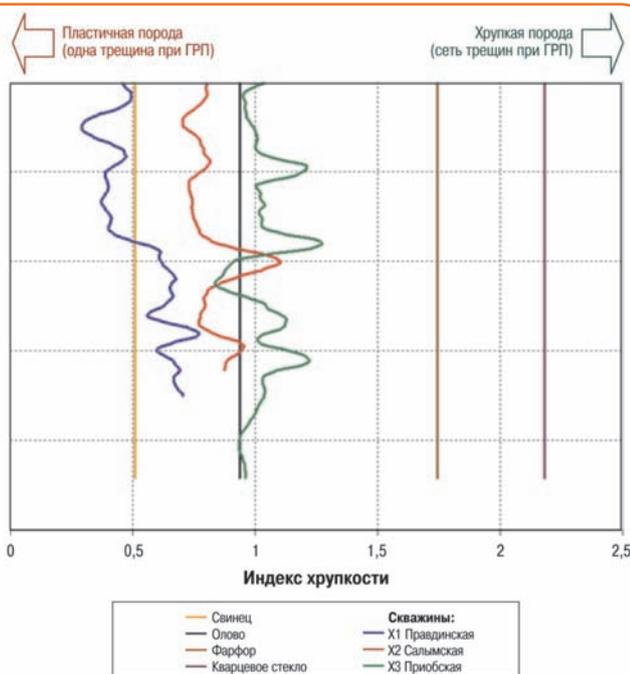


Рис. 2. Динамический индекс хрупкости

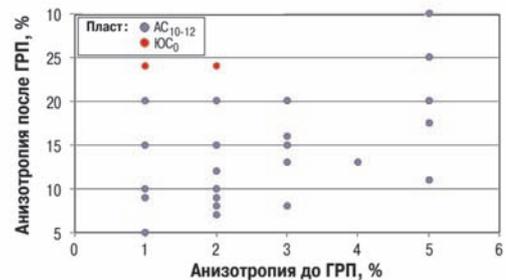


Рис. 3. Анизотропия скоростей поперечных волн до и после ГРП

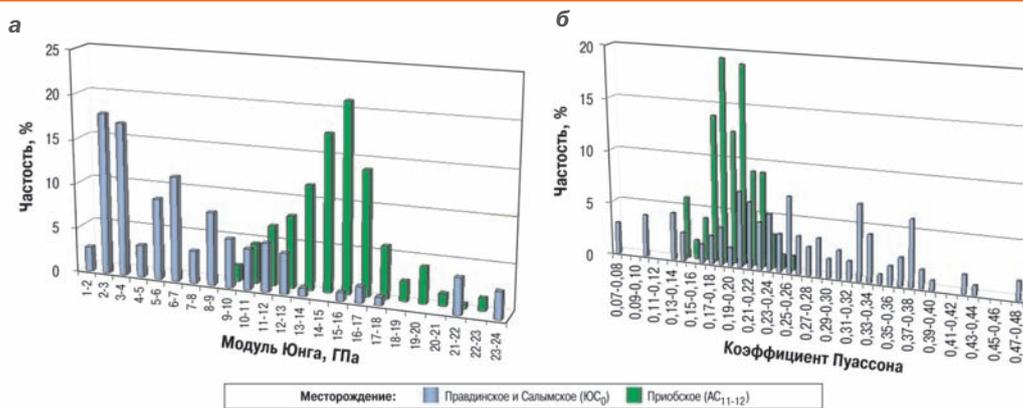


Рис. 4. Гистограммы распределения модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б)

ЮС<sub>0</sub>) и Приобском (пласты АС<sub>10-12</sub>) месторождениях создает выделенное направление развития трещины, и в среднем ширина одиночной двукрылой трещины для пласта ЮС<sub>0</sub> больше, чем для пластов АС<sub>10-12</sub>.

### Геомеханические исследования керна

Для проектирования ГРП необходимо знать геомеханические свойства породы, определенные статическим методом. На рис. 4 представлены результаты исследований керна, отобранного из пласта ЮС<sub>0</sub> Правдинского и Салымского месторождений, сопоставленные с известными свойствами песчаников терригенных коллекторов АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub> Приобского месторождения. Модуль Юнга кремнистых пород пласта ЮС<sub>0</sub> в среднем в 2,1 раза ниже, чем песчаников пластов АС<sub>11-12</sub>, а коэффициент Пуассона – в среднем на 38 % выше.

Статический индекс хрупкости для пласта ЮС<sub>0</sub> в среднем в 2 раза ниже, чем для пластов АС<sub>11-12</sub>. Статический индекс хрупкости рассчитывается по аналогии с формулой (1)

$$BI_s = \frac{1}{2} \left[ \frac{E_s}{20} - \frac{\mu_s - 0,5}{0,5} \right], \quad (4)$$

где  $E_s$  – статический модуль Юнга;  $\mu_s$  – статический коэффициент Пуассона.

Отмеченное еще раз подтверждает, что порода пласта ЮС<sub>0</sub> более пластичная по сравнению с пластами АС<sub>11-12</sub> и операция ГРП создает одну двукрылую трещину. При этом более низкие значения модуля Юнга кремнистых пород пласта ЮС<sub>0</sub> означают, что ширина трещины ГРП при одинаковом дизайне будет больше в пласте ЮС<sub>0</sub>, чем в пластах АС<sub>11-12</sub>.

### Критерий ветвления трещины

В работе [5] экспериментально установлено условие возникновения двух трещин в зависимости от импульса давления

$$\frac{dp}{dt} > 0,587T_0 + 2,557, \quad (5)$$

где  $dp/dt$  – импульс давления при ГРП, МПа/с;  $T_0$  – предел прочности породы на разрыв, МПа.

Если импульс давления меньше  $0,587T_0 + 2,557$ , то развивается только одна двукрылая трещина.

Анализ давлений, определенных забойными манометрами при стандартном ГРП, показывает, что максимальные импульсы давлений не превышают 2,9 МПа/с. Таким образом, для возникновения двух параллельно развивающихся трещин при ГРП предел прочности на разрыв породы не должен превышать 0,6 МПа. Предел прочности на разрыв для песчаника пластов АС<sub>11-12</sub> Приобского месторождения составляет от 3 до 25 МПа (в среднем 10 МПа). По условию (5) при гидроразрыве этих пластов возникает одна двукрылая трещина.

К моменту опубликования статьи исследования предела прочности на разрыв пласта ЮС<sub>0</sub> не были завершены, но косвенно (через корреляцию с пределом прочности на сжатие) средний предел прочности на разрыв кремнистых пород составляет 3-4 МПа. В соответствии с условием (5) получается, что в пласте ЮС<sub>0</sub> возникает одна двукрылая трещина.

### Восстановление корреляций динамических геомеханических свойств пород и стандартного комплекса ГИС

Ввиду важности показателя хрупкости породы при разработке баженовской свиты и в связи с малым охватом объектов разработки специальными методами ГИС (плотностной каротаж и кроссдипольный АКШ) важную роль играет определение способа расчета динамических геомеханических свойств пород по данным стандартного комплекса ГИС. Обычно стандартный комплекс ГИС пласта ЮС<sub>0</sub> включает гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), боковой каротаж (БК). С использовани-

ем данных этого комплекса разработан метод расчета динамических геомеханических свойств породы.

Для восстановления зависимостей рассматривались три скважины Правдинского месторождения и четыре скважины Салымского месторождения, в которых проведены плотностной каротаж и кросс-дипольный АКШ. Отметим, что данные ГИС были отфильтрованы от выбросов значений и шумов.

Зависимости для Правдинского и Салымского месторождений определены в виде

$$E_D = A_1 + B_1 \cdot GK + C_1 \cdot НК + D_1 \cdot БК, \quad (6)$$

$$\mu_D = A_2 + B_2 \cdot GK + C_2 \cdot НК + D_2 \cdot БК, \quad (7)$$

$$VI_D = A_3 + B_3 \cdot GK + C_3 \cdot НК + D_3 \cdot БК, \quad (8)$$

где  $A_p, B_p, C_p, D_i$  – найденные коэффициенты многофакторной регрессии.

В уравнениях (6)-(8) ГК и НК нормированы от 0 до 1. Зависимости удовлетворяют критерию Фишера – Снедекора при уровне значимости 0,01, а каждый фактор регрессии – критерию Стьюдента при уровне значимости 0,1. Коэффициент корреляции  $R$  регрессии и тестовых данных превышает 0,7 для каждой зависимости. Таким образом, зависимости являются статистически значимыми и успешно протестированными (верифицированными). Более подробно данный алгоритм на примере терригенных коллекторов описан в [6].

## Интервалы притока

Анализ результатов исследований скважин показал, что приток до проведения ГРП наблюдается только из интервалов, соответствующих минимальному индексу хрупкости  $VI_D$ , рассчитанному по корреляционным зависимостям (6)-(8) через значения стандартного каротажа. Минимальные индексы хрупкости  $VI_D$  по данным анализа керна баженовской свиты соответствуют в основном кремнистым породам.

По данным потокометрии установлено наличие нескольких зон притока нефти. В верхней части разреза наблюдается зона очень слабых притоков или полного их отсутствия. Средняя часть баженовской свиты в основном характеризуются дебитами до 10-15 т/сут. Наибольшие дебиты получены из нижней части разреза, а также из интервала  $КС_1$ . Таким образом, по результатам потокометрии приток в основном происходит из интервалов, сложенных кремнистыми породами, и соответствует низким индексам хрупкости.

## Анализ продуктивности скважин

В результате анализа расположения скважин по зонам генерации и миграции нефти с учетом данных сейсмического куба установлено, что большинство скважин дебитом менее 10 м<sup>3</sup>/сут, эксплуатирующих

пласт ЮС<sub>0</sub> Салымского месторождения, расположено либо в зонах, в которых не происходили процессы генерации нефти, либо в зонах с высокой степенью вероятности миграции нефти в вышележащие интервалы. Продуктивные скважины находятся в зонах, где нефть с высокой вероятностью генерировалась, но не имела возможности мигрировать в вышележащие пласты.

Многофакторный регрессионный анализ зависимости продуктивности скважин от геомеханических, литологических свойств породы и термобарических условий баженовской свиты показал следующее:

- корреляционная зависимость продуктивности от геомеханических свойств, усредненных по толщине пласта, не выявлена;
- корреляционная зависимость продуктивности от термобарических свойств не выявлена;
- выявлена корреляционная зависимость продуктивности от суммарной толщины кремнистых пород средней и нижней частей баженовской свиты (рис. 5);
- продуктивность скважин связана с трещиноватыми зонами генерации нефти и отсутствия процессов миграции.

Таким образом, для локализации продуктивных зон баженовской свиты и построения карты продуктивности необходимо проводить комплексную оценку литологической составляющей и процессов генерации и миграции нефти. Важным инструментом для прогноза являются синхронная инверсия и атрибутивный анализ данных сейсморазведочных работ 3D.

## Высота трещины ГРП

В скв. Х4 и Х5 Салымского месторождения методом кросс-дипольного АКШ после гидроразрыва пласта ЮС<sub>0</sub> определялась высота трещин (рис. 6). По данным кросс-дипольного АКШ трещина ГРП (значимая анизотропия поперечных волн) наблюдалась в пределах интервала перфорации. Рост трещины ГРП в высоту в пласте ЮС<sub>0</sub> Салымского месторождения не отмечен. Интервал  $КС_1$  и карбонатизированные интервалы нижнего цикла трещиной ГРП не стимулируются. В интервалах, содержащих карбонатизированные породы или аргиллит, развития трещин не наблюдается. Трещины ГРП развиваются только в кремнистых породах. Общая высота трещины ГРП в скв. Х4 составляет 18 м при интервале перфорации 27 м, в скв. Х5 – 23 м при высоте 26 м. В каждую скважину было закачено без осложнений 120 т проппанта смешанных фракций (30/60, 20/40, 16/20) с загрузкой гелирующего агента 3,69 г/л (37 фунт/1000 галлон).

Отсутствие роста трещины ГРП в высоту свидетельствует о высоких горизонтальных напряжениях, ограничивающих баженовскую свиту, и большой сдерживающей силе карбонатизированных

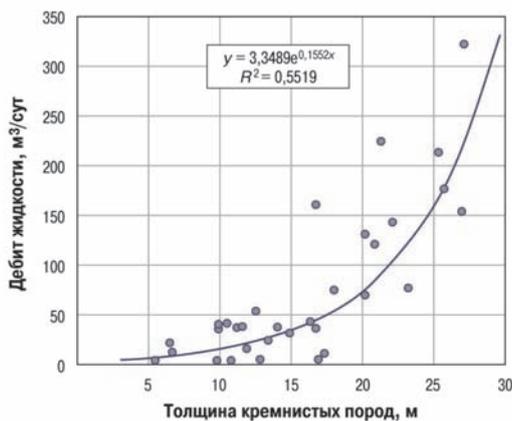


Рис. 5. Зависимость дебита жидкости скважин баженновской свиты от толщины кремнистых пород в зонах генерации нефти и отсутствия миграции в вышележащие пласты

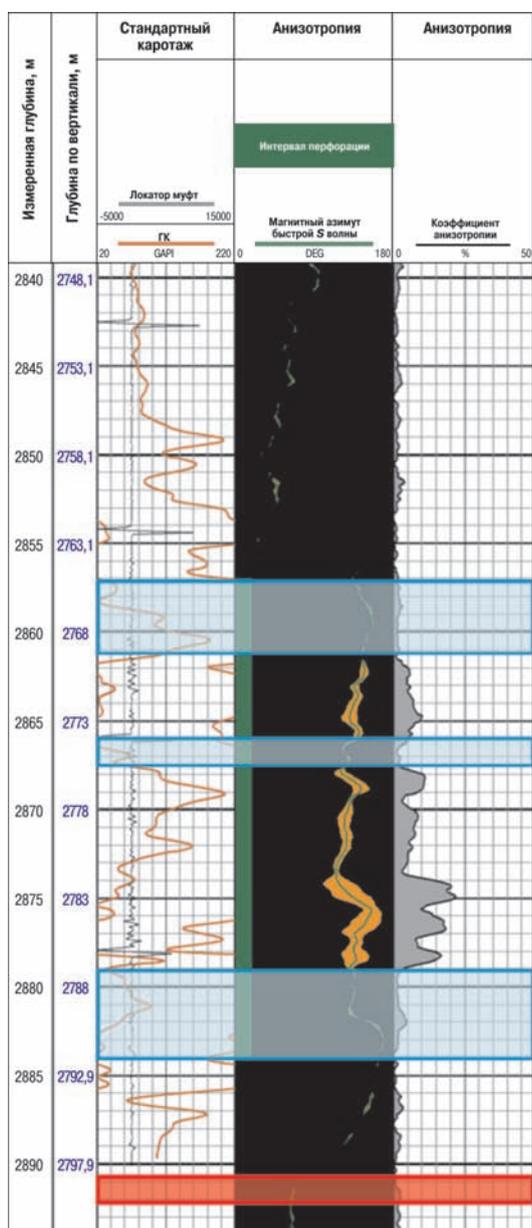


Рис. 6. Результаты кросс-дипольного АКШ после ГРП в скв. Х4 (голубым цветом выделены карбонатизированные интервалы и аргиллиты, красным – объект КС<sub>1</sub>)

плотных пород. Это открывает перспективы для увеличения массы пропанта при ГРП без угрозы роста трещины в высоту и неэффективного размещения части пропанта в непродуктивной зоне.

В скв. Х6 Салымского месторождения методом термометрии были определены интервалы притока в скважину. После ГРП приток наблюдается не по всей высоте трещины и соотносится с результатами определения интервалов возникновения и перерывов трещин ГРП в скв. Х4 и Х5.

## Выводы

1. Средний азимут трещин ГРП в скважинах баженновской свиты практически совпадает со средним азимутом трещин по скважинам других объектов месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».
2. Средний азимут естественной трещиноватости на баженновской свите не выделяется.
3. Стандартная операция гидроразрыва пласта ЮС<sub>0</sub> Салымского и Правдинского месторождений создает одну двукрылую трещину.
4. Выявлена корреляционная зависимость продуктивности от суммарной толщины кремнистых пород средней и нижней частей баженновской свиты.
5. После стандартной операции ГРП с массой пропанта 70-120 т начальные дебиты нефти скважин для средних нефтенасыщенных толщин 10-15 м составляют 20-30 т/сут.

## Список литературы

1. *Опыт* применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП / В.В. Мальцев, А.Н. Никитин, Д.В. Кардымон [и др.] // Территория нефтегаз. – 2010. – № 11. – С. 52-56.
2. *Переориентация* азимута трещины повторного ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.М. Хайдар [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34-38.
3. Grieser B., Bray J. Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs// SPE 106623.
4. Yang D.W., Risnes R. Experimental Study on Fracture Initiation by Pressure Pulses// SPE 63035.
5. *Прогноз* геометрии трещины гидроразрыва пласта / И.С. Афанасьев, А.Н. Никитин, И.Д. Латыпов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 62-66.

## References

1. Mal'tsev V.V., Nikitin A.N., Kardymon D.V. et al., *Territoriya neftegaz*, 2010, no. 11, pp. 52-56.
2. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaydar A.M. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 34-38.
3. Grieser B., Bray J., *Identification of production potential in unconventional reservoirs*, SPE 106623.
4. Yang D.W., Risnes R., *Experimental study on fracture initiation by pressure pulses*, SPE 63035.
5. Afanas'ev I.S., Nikitin A.N., Latypov I.D. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 11, pp. 62-66.

# Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов

А.И. Федоров, к.ф.-м.н., А.Р. Давлетова, А.В. Колонских, к.т.н. (ООО «РН-УфаНИПинефть»),  
К.В. Торопов (ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** геомеханика, напряженно-деформированное состояние, упругость пористой среды, низкопроницаемые коллекторы, нагнетательные скважины, гидравлический разрыв пласта (ГРП), автоГРП.  
**Key words:** geomechanics, strain-stress state, poroelastic, low permeable reservoirs, fracturing, injection wells, fracture initiated by injection.

**Адрес для связи:** FedorovAI@ufanipi.ru

## Введение

Одной из особенностей разработки низкопроницаемых коллекторов является массовое использование технологии гидроразрыва пласта (ГРП) во всем фонде добывающих и нагнетательных скважин. При этом операции ГРП выполняются сразу после бурения и являются частью заканчивания скважины. Крупномасштабное применение технологии ГРП в сочетании с площадным заводнением позволило начать промышленную разработку низкопроницаемых коллекторов на таких сложнопостроенных месторождениях, как Приобское, Приразломное и Мало-Балыкское.

При бурении новых скважин азимут трещины ГРП будет совпадать с направлением регионального напряжения (максимального главного тензора напряжений в латеральной плоскости) [1]. При уплотняющем бурении в эксплуатационной зоне определение направления трещины становится нетривиальной задачей, так как добывающие и нагнетательные скважины с трещинами ГРП вносят существенные искажения в поле пластового давления, создавая протяженные области с большими градиентами давления. Градиент поля давления в свою очередь является не только движущей силой, приводящей в движение пластовые флюиды, но и объемной силой – источником напряженного состояния. Градиент поля давления способен локально изменить направление максимального напряжения. Таким образом, после проведения операции ГРП в разбуренной области азимут трещины может не совпасть с азимутом регионального напряжения. Данное явление может привести, с одной стороны, к положительному эффекту за счет распространения трещины в зоны, не охваченные разработкой. С

другой стороны, это может привести к нежелательному прорыву воды в добывающие скважины, если на пути развития новой трещины расположена ранее образованная трещина от нагнетательной скважины.

Другим не менее важным эффектом является самопроизвольный рост трещин ГРП в нагнетательных скважинах. Это явление наблюдается при повышении забойного давления в нагнетательных скважинах или их приемистости и называется эффектом автоГРП [2]. Отсутствие контроля напряженного состояния пласта может привести к непредсказуемым прорывам воды или преждевременному заводнению отдельных участков месторождения. Контроль состояния пласта дает возможность рассчитывать направление вновь образующихся трещин ГРП как в элементах заводнения, где присутствуют нагнетательные скважины, так и на длительно разрабатываемых участках с существенно измененным полем пластового давления. Такой контроль может предотвратить ряд аварийных ситуаций, а также дать представление о наилучших параметрах эксплуатации скважин на выбранных участках месторождения. В статье приведены теоретические основы для создания алгоритма расчета напряженного состояния пласта, а также ряд практически значимых примеров использования моделирования для прогноза развития трещин ГРП.

## Задача определения напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта

В качестве основы для создания математической модели, описывающей пористую упругую среду, предлагается взять статическую теорию континуальной фильтрации [3], в качестве замыкающего уравнения

состояния – полученный в рамках этой же теории обобщенный закон Гука для пористых насыщенных сред. Фильтрационные процессы в низкопроницаемых коллекторах, обусловленные проницаемостью среды, протекают с гораздо меньшей скоростью, чем происходят любые изменения в поле НДС. Задавая карту пластового давления, характеризующую фильтрационные процессы на текущий момент времени, можно рассчитать НДС пласта в рамках стационарного приближения.

В стационарном приближении уравнение равновесия для пористой насыщенной среды в теории континуальной фильтрации можно записать следующим образом:

$$\Delta \mathbf{u} + \frac{1}{1-2\nu} \operatorname{div} \operatorname{grad} \mathbf{u} - \frac{\alpha}{\mu} \operatorname{grad} p = 0, \quad (1)$$

где  $\mathbf{u}$  – поле деформаций;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $\alpha$  – коэффициент эластичности поровой среды;  $\mu$  – модуль сдвига;  $p$  – давление.

Тензор напряжений для пористой насыщенной среды можно представить в виде

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{ii} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ik} - \alpha p \delta_{ij}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент Ламе;  $\varepsilon_{ii}$  – след тензора деформаций;  $\varepsilon_{ik}$  – тензор деформаций,  $\delta_{ij}$  – символ Кронекера.

В уравнение (1) градиент поля давлений входит в качестве объемной силы, влияющей на НДС пласта. В приближении тонкого пласта, находящегося под действием горного давления, можно ограничиться рассмотрением двумерной задачи о расчете поля пластового напряжения. На удалении от исследуемой области напряженное состояние является состоянием двухосного сжатия с главными напряжениями  $\Sigma_{\max}$ ,  $\Sigma_{\min}$  и азимутом направления максимального напряжения  $\Phi_0$ . Трещины представляют собой разрывы поля деформаций пласта, на которых могут быть выполнены два типа условий:

1) заданная величина раскрытия берегов трещины

$$[\mathbf{u}, \mathbf{n}^{(a)}] = w^{(a)}; \quad (3)$$

2) заданная величина воздействия на берега трещины

$$\sigma_{ij} \mathbf{n}_j^{(a)} = -p^{(a)} \mathbf{n}_i^{(a)}, \quad (4)$$

где  $\mathbf{n}^{(a)}$  – нормаль к берегам трещины;  $w^{(a)}$ ,  $p^{(a)}$  – соответственно разрыв деформаций и давление внутри трещины; квадратные скобки означают разницу, взятую на противоположных берегах.

Первое условие применяется к добывающим скважинам с трещинами ГРП, закрепленными пропантом, второе – к трещинам в нагнетательных скважинах.

Численный алгоритм нахождения НДС пласта реализован с помощью метода граничных элементов (МГЭ) [4, 5]. МГЭ – это интегральный метод, суть которого заключается в переходе от исходных дифференциальных уравнений к эквивалентным интегральным. В МГЭ используются аналитические решения, отвечающие единичным возмущениям в точках однородной неограниченной области. Такие решения называют сингулярными решениями, или функциями Грина. Основное преимущество МГЭ состоит в минимальных вычислительных затратах, поскольку он не требует сложных сеток в отличие от методов конечных разностей и конечных элементов, более точен, так как используются аналитические решения.

## Задача определения траектории роста трещины автоГРП

Согласно работам [6, 7] существуют следующие независимые виды нагружения трещины, приводящие к разрушению:

1) раскрытие, или нормальный разрыв, – поверхности трещины смещаются в противоположных направлениях;

2) продольный сдвиг – поверхности трещины скользят друг по другу вдоль линии трещины, т.е. в плоскости трещины;

3) поперечный сдвиг – одна поверхность трещины скользит по другой поперек линии трещины, т.е. перпендикулярно плоскости трещины.

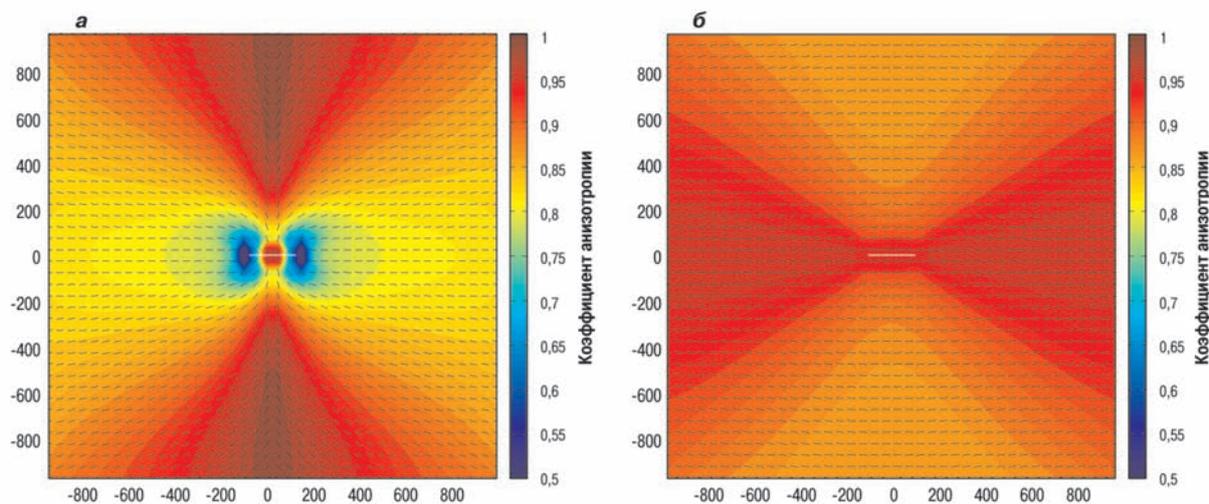
Каждый тип деформации характеризуется соответствующими коэффициентами интенсивности напряжений, которые обозначаются  $K_I$ ,  $K_{II}$ ,  $K_{III}$ . Ситуация 3 в пластовых условиях не реализуется.

В качестве критерия разрушения в работе [6] принят критерий максимальных растягивающих напряжений, согласно которому трещина развивается в плоскости, где нормальные растягивающие напряжения максимальны.

Угол, задающий направление роста трещины, определяется исходя из коэффициентов интенсивности согласно следующему соотношению:

$$\theta_0 = 2 \arctg \left( \frac{-2K_{II}}{K_I + \sqrt{K_I^2 + 8K_{II}^2}} \right). \quad (5)$$

Коэффициенты интенсивности вблизи вершин трещины вычисляются согласно асимптотическим выражениям для смещений [7], рассчитанных вблизи вер-



**Рис. 1.** Изменение поля направлений регионального напряжения от одиночных трещин в нагнетательной с давлением 45 МПа (а) и добывающей с давлением 5 МПа (б) скважинах

шины трещины. Условие остановки роста трещины эквивалентно условию закрытия трещины, что происходит, когда сжимающие напряжения превышают давление в трещине. При моделировании закрытие трещины определяется коэффициентом интенсивности напряжений для деформации нормального разрыва – он принимает отрицательные значения.

### Практические примеры

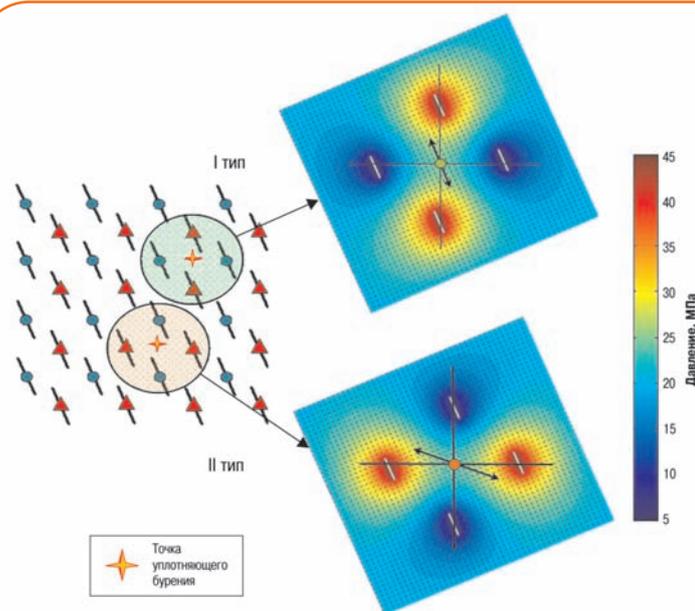
Для качественного представления об изменении напряженного состояния пласта под действием поля градиента давления на рис. 1 приведены примеры, рассчитанные с помощью разработанного программного модуля. Начальное состояние пласта можно характеризовать коэффициентом анизотропии  $k = \Sigma_{\min} / \Sigma_{\max}$  – отношением региональных минимального и максимального главных напряжений. В приведенном примере  $k = 0,95$ . Как было показано, трещины ГРП распространяются преимущественно вдоль направления регионального напряжения. Образованные трещины лежат в обоих случаях вдоль направления максимального главного напряжения. Минимальное сжимающее напряжение составляет 35 МПа. Поля направлений наложены на локальные значения коэффициента анизотропии напряжений.

Из рис. 1 видно, что добывающая скважина с закрепленной трещиной почти не изменяет направление регионального напряженного состояния, меняется только локальный коэффициент анизотропии напряженного состояния (в пределах 0,84-0,98). Нагнетательная скважина с незакрепленной трещиной гораздо сильнее воздействует на поле напряжений в пласте, причем ее воздействие распространяется на большие расстояния по сравнению с полудлиной трещины. Таким образом, при создании трещин в нагне-

тательных скважинах может существенно измениться направление главного максимального напряжения в области, прилегающей к трещине. При проведении ГРП в зоне с измененным направлением максимального главного напряжения можно ожидать отклонения азимута образованной трещины от регионального значения.

В качестве примера отклонения трещины первичного ГРП от направления регионального напряжения рассмотрим модельную задачу, возникающую при уплотнении пятиточечной системы размещения скважин до девятиточечной (рис. 2).

Для определения направления трещин ГРП в уплотняющих скважинах с помощью разработанного алгоритма рассчитаем направление максимального главно-



**Рис. 2.** Изменение ориентации трещин при уплотнении пятиточечной системы размещения скважин разработки до девятиточечной схемы

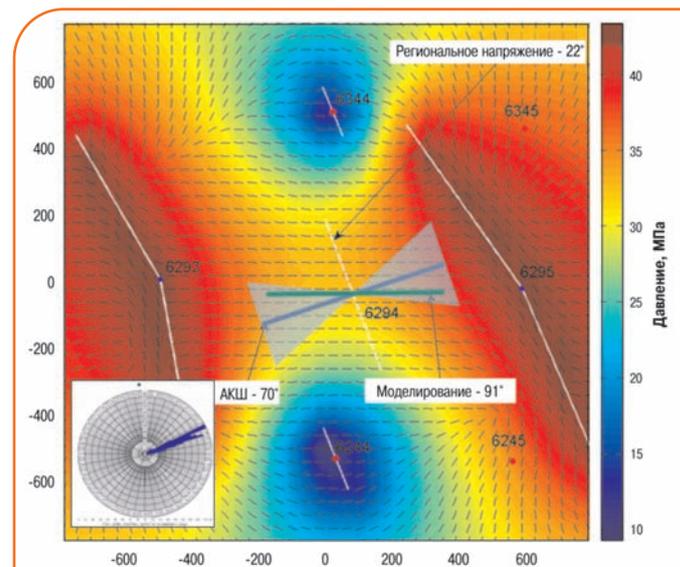
го напряжения в точках расположения планируемых скважин. Примем азимут регионального напряжения равным  $-22^\circ$ , что соответствует значению на Приобском месторождении. При расчете карт давления забойное давление в нагнетательных скважинах составляло 45 МПа, в добывающих – 5 МПа. Начальное пластовое давление – 25 МПа, коэффициент анизотропии напряжений – 0,95, горизонтальное сжимающее напряжение – 35 МПа, что соответствует условиям Приобского месторождения [8]. На рис. 2 отмечены две характерные точки бурения новых скважин.

Тип I – уплотняющие скважины расположены в поперечном ряду добывающих скважин между нагнетательными скважинами, находящимися к северу и югу.

Тип II – уплотняющие скважины расположены в продольном ряду добывающих скважин, между нагнетательными скважинами, размещаемыми к западу и востоку.

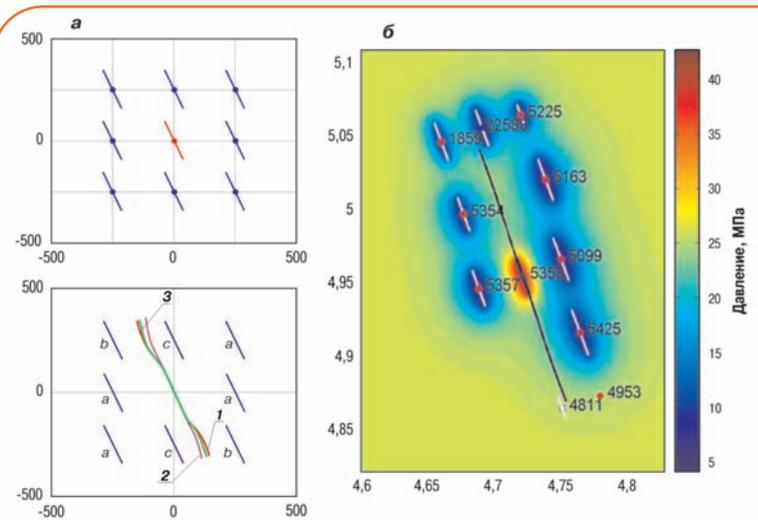
Приведенные на рис. 2 результаты моделирования полей направлений максимального главного напряжения наложены на установившееся поле давления. Согласно расчету в первом случае (тип I) отклонение от направления регионального напряжения составляет менее  $5^\circ$  в направлении трещин в нагнетательных скважинах. При проведении ГРП азимут трещины будет практически совпадать с направлением регионального напряжения. Во втором случае (тип II) отклонение от регионального направления напряжения превышает  $45^\circ$  в сторону нагнетательной скважины. Это означает, что направление планируемой трещины ГРП будет значительно отличаться от регионального направления.

На практике изменение направления образования трещины при уплотнении сетки скважин было зафиксировано, например, в скв. 6294 Приобского месторождения [9]. По данным широкополосного акустического каротажа (АКШ) азимут трещины равнялся  $70^\circ$ . Погрешность измерения направления техногенной трещины в обсаженной перфорированной скважине составляет  $\pm 30^\circ$ , что обусловлено фазировкой зарядов в перфораторах и небольшой глубиной (менее 1 м) метода АКШ [9]. Результат измерения достоверно подтверждает изменение направления трещины на величину, близкую к  $90^\circ$ , относительно регионального напряжения. Результаты моделирования для участка Приобского месторождения на момент проведения ГРП (рис. 3) показали, что локальный азимут максимального главного напряжения составляет  $91^\circ$ . Это подтверждает направление образования трещины ГРП, измеренной при помощи АКШ в рамках погрешности прибора.



**Рис. 3.** Поле давлений и карта направлений максимального главного напряжения вблизи скв. 6294 при проведении ГРП (геометрия трещин взята согласно прокси-модели из программного комплекса «Гид»)

В качестве модельного примера приведем расчет траектории роста трещины в нагнетательной скважине для девятиточечной системы разработки (рис. 4, а). Допустим, все операции ГРП были проведены почти одновременно в невозмущенном пласте. Как следствие, изначально все трещины ориентированы вдоль регионального направления напряжения. В данном примере азимут регионального напряжения равен  $22^\circ$ , что совпадает с величиной, принятой для Приобского месторождения. Допустим, в процессе эксплуатации забойное давление в некоторых скважинах изменяется от 5 до 12 МПа. Давления в скважинах,



**Рис. 4.** Модельный (а, б) и практический (в) примеры расчета траектории роста трещины ГРП в нагнетательной скважине: а – схема расположения скважин; б – траектории развития трещин: 1 – давление в скв. а, б и с составляет по 5 МПа; 2 – скв. а – 5 МПа, скв. б – 5 МПа, скв. с – 12 МПа; 3 – скв. а – 5 МПа, скв. б – 12 МПа, скв. с – 5 МПа

обозначенных буквой а, слабо влияют на траекторию роста нагнетательной трещины, тогда как скв. b и c могут существенно изменить ее, поскольку лежат в непосредственной близости от направления роста трещины. Результаты расчета показывают, что такая система является достаточно устойчивой к колебаниям забойных давлений в добывающих скважинах в пределах показателей эксплуатации.

В качестве примера практического применения рассмотрим результаты моделирования роста реальной протяженной трещины автоГРП (см. рис. 4, в). В качестве объекта исследования взят участок с рядной системой разработки на Приобском месторождении вблизи скв. 5358. Анализ данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) показал, что между скв. 5358 и 4811 образовалась протяженная трещина автоГРП [2]. Расстояние между скважинами составляет почти 1000 м. В результате моделирования получена близкая к симметричной двукрылая трещина с направлением, практически совпадающим с направлением регионального напряжения. Правая вершина трещины автоГРП расположена в зоне скв. 4811, левая – в области пониженного давления скв. 22589, которая на момент бурения скв. 4811 проработала в режиме нагнетания около 1 мес и не успела существенно изменить пониженное пластовое давление. Поскольку зона пониженного давления «отталкивает» траекторию трещины, последняя не может достаточно близко подойти к трещине в скв. 22589. С другой стороны, в области новой скв. 4811 пластовое давление не возмущено, а моделирование показывает, что трещина может приблизиться к скважине. Это объясняет наличие выявленной по данным ГДИС прямой гидродинамической связи между скв. 5358 и 4811 и ее отсутствие со скв. 22589 [2].

## Заклучение

Приведенные примеры показывают, что эффекты измененного пластового давления в системах со сложной геометрией не всегда являются очевидными и легко прогнозируемыми. Разработанный алгоритм для расчета полей напряжений с учетом распределения пластового давления позволяет как качественно, так и количественно оценивать напряженное состояние, а следовательно, прогнозировать направление образования и развития трещин ГРП с учетом изменения пластового давления в процессе эксплуатации месторождения.

Самопроизвольный рост трещин может сопровождаться прорывами воды в соседние скважины, в результате чего обводненность этих скважин резко увеличивается (до 100 %). Это свидетельствует о необхо-

димости применять геомеханическое моделирование развития трещины автоГРП при разработке месторождений в условиях значительно измененного пластового давления. Рассмотренные в статье примеры являются характерными, но далеко не единичными.

## Список литературы

1. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами/В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллагалеев, Т.С. Усманов//Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 84-98.
2. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки/ В.В. Мальцев, Р.Н. Асмандияров, В.А. Байков [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2012. – №5. – С. 70-74.
3. Блохин А.М., Доровский В.Н. Проблемы математического моделирования в теории многоскоростного континуума. – Новосибирск: ОИГМ СО РАН, 1994. – 183 с.
4. Бенерджи П., Баттерфилд Р. Методы граничных элементов в прикладных науках. – М.: Мир, 1984. – 494 с.
5. Крауч С., Старфилд А. Методы граничных элементов в механике твердого тела. – М.: Мир, 1987. – 328 с.
6. Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения. – М.: Наука, 1985. – 505 с.
7. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
8. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»/ И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.М. Хайдар [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С. 34-38.
9. Промысловые исследования по изучению развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах/ В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Т.С. Усманов [и др.]//V научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений», Уфа, 17-19 апреля 2012 г. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2012. – С. 8

## References

1. V.A. Baykov, R.M. Zhdanov, T.I. Mullagaliev, T.S. Usmanov, *Neftegazovoe delo – Oil and Gas Business*, 2011, no. 1, pp. 84-98.
2. Mal'tsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 70-74.
3. Blokhin A.M., Dorovskiy V.N., *Problemy matematicheskogo modelirovaniya v teorii mnogoskorostnogo kontinuumu* (Problems of mathematical modeling in multi-continuum theory). – Novosibirsk, 1994. – 183 s.
4. Banerjee P.K., Butterfield R., *Boundary element methods in engineering science*, McGraw-Hill Book Co. (UK), 1981, 452 p.
5. Crouch S.L., Starfield A.M., *Boundary element methods in solid mechanics*, Unwin Hyman, 1990, 322 p.
6. Parton V.Z., Morozov E.M., *Mekhanika uprugoplasticheskogo razrusheniya* (Elastic-plastic fracture mechanics), Moscow: Nauka Publ., 1985, 505 p.
7. Cherepanov G.P., *Mekhanika khrupkogo razrusheniya* (Mechanics of brittle fracture), Moscow: Nauka Publ., 1974, 640 p.
8. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaydar A.M. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 34-38.
9. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Usmanov T.S. et al., *Proceedings of V Scientific-practical conference “Matematicheskoe modelirovanie i komp'yuternye tekhnologii v razrabotke mestorozhdeniy”* (Mathematical modeling and computer technology in the development of the fields), Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2012, p. 8.

# Методы исследования трещины автоГРП в нагнетательных скважинах

О.В. Евсеев, А.В. Колонских, к.т.н., И.Д. Латыпов, к.ф.-м.н., Э.К. Уматов  
(ООО «РН-Уфанипинефть»)

**Ключевые слова:** низкопроницаемые коллекторы, нагнетательные скважины, гидравлический разрыв пласта (ГРП), методы исследования скважин, методы диагностики, автоГРП.

**Key words:** low permeable reservoirs, injection wells, fracturing, well tests, diagnostic techniques, fracture initiated by injection.

Адрес для связи: EvseevOV@ufanipi.ru

## Введение

При разработке низкопроницаемых коллекторов часто сталкиваются с самопроизвольным развитием техногенных трещин гидравлического разрыва пласта (автоГРП) при закачке воды в нагнетательные скважины. Техногенные трещины также образуются в высокопроницаемых коллекторах в процессе закачки в пласт холодной и/или загрязненной воды. Для выбора эффективного режима заводнения необходимо учитывать азимут и геометрию (высоту, полудлину) трещины автоГРП, оптимизировать расположение сетки скважин на новых участках, закладывать направление горизонтального ствола скважины с учетом образования трещин автоГРП.

Вследствие того, что трещины развиваются глубоко под землей, сложно выполнить прямые замеры их размеров и проверить достоверность созданных расчетных геомеханических моделей образования техногенных трещин. В статье рассмотрены методы диагностики автоГРП в нагнетательных скважинах, использование результатов которых дает возможность адаптировать расчетные модели образования трещин автоГРП.

## Признаки существования эффекта автоГРП

Многие крупные месторождения ОАО «НК «Роснефть» характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, и нагнетательные скважины с ГРП являются неотъемлемой частью системы поддержания пластового давления (ППД). Для ППД на необходимом уровне довольно часто приходится проводить закачку воды при высоких давлениях, превышающих давления образования и

развития трещин, что может приводить к эффекту автоГРП и удлинению существующей трещины. Закачка воды происходит при наличии развитой трещины автоГРП. Это подтверждают различные промысловые исследования, выявившие довольно протяженные трещины от нагнетательных скважин. Трещины распространяются далеко за пределы тех добывающих скважин, в которых ожидался эффект от закачки. Так, результаты анализа гидродинамических исследований, выполненных в разное время в одной из скважин, показали увеличение приемистости в 2 раза при повышении давления от 41 до 45 МПа, что может быть связано только с ростом эффективной полудлины трещины в 1,5 раза [1].

По данным гидропрослушивания сделано заключение о наличии между двумя скважинами трещины длиной не менее 1000 м [2], которая образовалась вдоль азимута максимальных горизонтальных напряжений [3]. Синхронное изменение давления (в несколько циклов) в возмущающей и наблюдательной скважинах и высокая коррелированность кривых давления подтверждают наличие трещины автоГРП. При этом наблюдается достаточно высокая скорость роста трещины автоГРП, образовавшейся за 3 мес нагнетания воды при давлениях, выше давления распространения трещины ГРП [2].

Эффект автоГРП часто отмечается при внедрении и настройке компоновок одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на Приобском месторождении. При ограничении штуцером закачки в пласт  $AC_{11}$  значительно увеличивается приемистость ранее почти не принимавших пластов  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  (рис. 1).

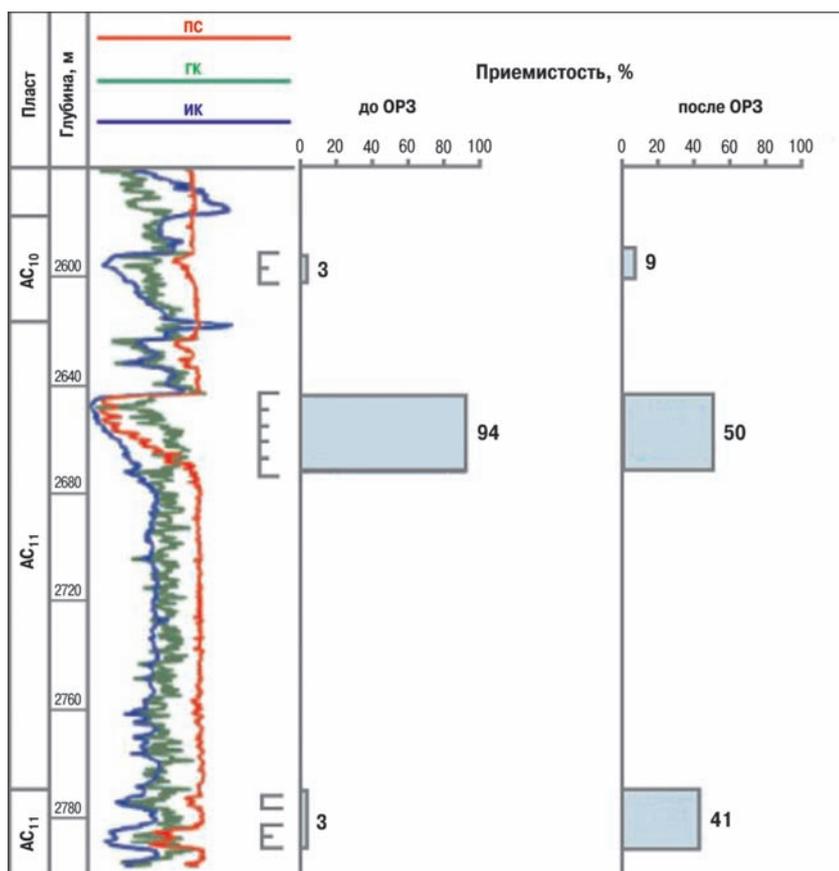


Рис. 1. Геологический разрез и профили приемистости до и после применения компоновки ОРЗ

АвтоГРП происходит в высокопроницаемых коллекторах из-за загрязнения пласта, несовместимости закачиваемого агента с пластовой жидкостью (снижение проницаемости пласта вследствие набухания глин и выпадения солей), закачки холодной воды в высокотемпературный пласт или одновременного влияния всех факторов.

Предотвратить возникновение трещин автоГРП можно обеспечением чистоты закачиваемой в пласт воды и ее совместимости с пластовой жидкостью. При недостаточной степени очистки воды на поверхности, в частности, из-за загрязнения фильтров и очищающих элементов [4], на забой поступает жидкость, содержащая частицы, которые попадают в поток из наземного и скважинного оборудования [5].

Осаждение в поровом пространстве мелкодисперсных твердых частиц, солей, набухание глин, адсорбция ведут к загрязнению призабойной зоны, в результате чего снижается приемистость скважины. С целью обеспечения требуемой компенсации необходимо увеличивать скорость закачки, при этом давление закачки возрастает и при превышении давления ГРП начинают образовываться трещины.

Процессы загрязнения пласта и увеличения скорости закачки повторяются, что ведет к росту существующей трещины.

При закачке холодной воды в высокотемпературный пласт возникают напряжения, связанные со сжатием пласта при охлаждении. Они также приводят к образованию и развитию трещин, которые можно назвать «термически инициированными трещинами» [6-8].

Таким образом, при нагнетании воды в пласт трещины автоГРП образуются при:

- поддержании высокого давления закачки (выше давления раскрытия трещин);
- загрязнении пласта механическими примесями и частицами в закачиваемой воде;
- несовместимости закачиваемой воды с пластовой, что вызывает набухание глин или выпадение солей;
- закачке холодной воды в высокотемпературный пласт.

## Методы исследований, диагностики и изучения трещин автоГРП

С целью эффективного управления заводнением и поддержания пластового давления необходим способ контроля полудлины и высоты трещины автоГРП в нагнетательных скважинах для избежания прорывов в соседние добывающие скважины и объекты разработки. В связи с этим необходима расчетная модель геометрии трещины автоГРП, согласующаяся с диагностируемыми промысловыми измерениями при соответствующих условиях закачки.

Геометрия трещин зависит от нескольких факторов: давления и скорости закачки воды, пластовых напряжений и давлений, температуры и качества закачиваемой воды и геологии пласта. В таблице представлены методы диагностики развития трещин автоГРП и основные параметры трещин, определяемые данными методами.

Условия работы нагнетательной скважины определяются моделированием трещины для оценки ее геометрии с адаптацией истории закачки и сравнением с результатами, полученными при промысловых испытаниях скважин.

Анализ кривой падения давления (КПД) – один из самых низкотратных и простых методов получения характеристик трещины, образованной при за-

Методы диагностики	Возможность определения параметров трещин							Ограничения метода
	Наличие трещины	Давление закрытия	Давление открытия	Полудлина	Высота	Ширина	Азимут	
Анализ скорости, давления и объема закачки (ГДИС, ГРП, ОРЗ)	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Красный	Красный	Красный	Получаемая эффективная полудлина трещины зависит от используемой геолого-гидродинамической модели и сделанных в ней предположений
Проведение тестов гидравлического импеданса	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Красный	Красный	Красный	Требуется хорошая гидродинамическая связь трещины со скважиной
Картирование трещин с использованием наклономеров	Зеленый	Красный	Красный	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Погрешность определения азимута достигает 10° в обе стороны при глубинах в 2500-3000 м. Определяется только магистральная трещина, детализированной картины не видно. Точность определения геометрических параметров трещины снижается с увеличением расстояния между скважиной с трещиной и наблюдательной скважиной
Применение микросейсмических исследований	Зеленый	Красный	Красный	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Зеленый	Приемлемое отношение сигнала к шуму достигается только при скважине микросейсмике и при расстоянии между скважинами не более 400-600 м в зависимости от плотности породы. Применимы не во всех типах пород. Существование сигнала в точке не гарантирует ее принадлежности связанному множеству точек трещины. Зарегистрированные координаты сигналов являются основой для расчета максимально возможных геометрических параметров трещины
Гидропрослушивание	Желтый	Красный	Красный	Желтый	Красный	Красный	Желтый	В основном применим, если возмущающая и наблюдательная скважины расположены вдоль направления максимального горизонтального напряжения
Применение трассерных исследований	Желтый	Красный	Красный	Желтый	Красный	Красный	Желтый	Слабо применим, так как фильтрация может происходить по естественным трещинам

**Примечание.** Красный цвет заливки – параметр не определяется; зеленый – определяется; желтый – определяется при выполнении дополнительных условий.

качке воды. В работе [9] описан метод анализа КПД для условий трещинообразования в нагнетательных скважинах при закачке воды. Исследования проводились в несколько этапов.

1. Закачка воды при давлениях выше давления разрыва в условиях развитой техногенной трещины.

2. Остановка закачки и запись давления. Для качественной оценки необходимо фиксировать данные с частотой 1-10 Гц. После остановки закачки вода, удерживающая трещину раскрытой, отфильтровывается в пласт, и трещина через некоторое время закрывается.

3. По изменению режима фильтрации в момент закрытия трещины диагностируется давление смыкания. Строятся различные зависимости скорости, давления и накопленного объема закачки друг от друга, по ним определяются наличие трещины, давление распространения и закрытия трещины, эффективная полудлина трещины и некоторые свойства пласта.

Кроме того, условия образования трещин оцениваются по результатам анализа данных ступенчато-

го теста закачки с понижением и повышением расхода, который позволяет получать более однозначные результаты и более точно определять условия образования трещин по сравнению со стандартным подходом [10]. Суть метода заключается в определении отношения изменения средней скорости закачки  $dQ$  к изменению среднего давления между каждыми стадиями теста закачки  $dp$ . При этом строятся диагностические графики накопленных значений  $dQ/dp$  в зависимости от среднего давления или скорости закачки (рис. 2, а, б), которые позволяют определить условия образования трещины.

Для оценки наличия техногенной трещины используются графики Холла и Хорна, которые позволяют проанализировать условия работы нагнетательной скважины (рис. 3, 4). График Холла представляет зависимость забойного давления при закачке от накопленной закачки, график Хорна – зависимость параметра, обратного коэффициенту проницаемости, от накопленной закачки. При анализе условий закачки (давление и скорость) определяют условия образования трещины и давления разры-

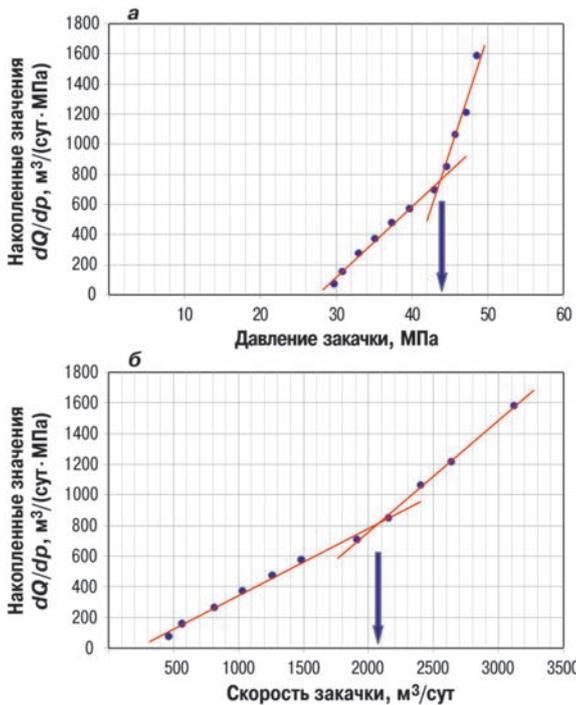


Рис. 2. Зависимость накопленных значений  $dQ/dp$  от среднего давления (а) и скорости (б) закачки

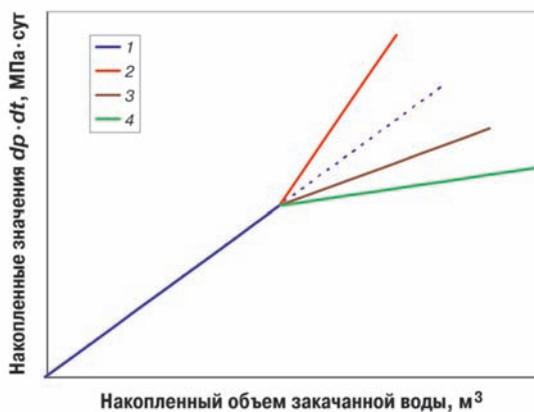


Рис. 3. Идеализированный график Холла:  $dp$  – разница забойного и пластового давлений;  $dt$  – время; 1 – радиальное течение без трещины ГРП; 2 – загрязнение призабойной зоны; 3 – рост трещины; 4 – образование трещины

ва. Применение данного метода позволяет снизить число проводимых нагнетательных тестов с изменением скорости закачки и соответственно операционные затраты.

*Проведение тестов гидравлического импеданса.* Гидравлический импеданс – это метод определения наличия трещины в скважине, ее эффективной полудлины, давления закрытия и открытия. При применении данного метода импульс давления, созда-

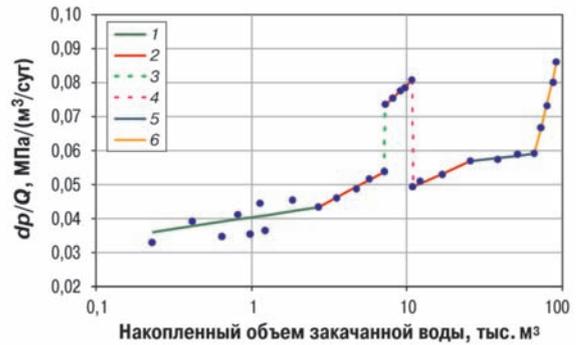


Рис. 4. Идеализированный график Хорна:

1 – раннее загрязнение призабойной зоны пласта и начало образования трещин; 2 – благоприятные участки для оценки проводимости  $kh$  ( $k$  – проницаемость,  $h$  – эффективная толщина пласта); 3 – загрязнение пласта; 4 – образование трещин; 5 – распространение трещин; 6 – влияние трещин друг на друга

ваемый на устье скважины, распространяется по стволу скважины и в трещине, а его отраженный отклик давления фиксируется на устье и интерпретируется. Метод может использоваться для открытых не закрепленных проппантом техногенных трещин. Необходимое оборудование для применения данного метода включает инициатор импульсов давления на устье скважины и высокочастотный приемник давления, соединенный с приборами для записи. Генератором импульсов давления может выступить стандартная шаровая задвижка, соединенная с устьем скважины, которую достаточно быстро открыть и закрыть.

В работе [11] технология гидравлического импеданса, выполненная более чем в 50 скважинах, подтверждает, что в новых нагнетательных скважинах незакрепленная трещина закрывается при снятии давления, а в старых – остается частично открытой. Показано также, что эффективные полудлины трещин, определенные методом гидравлического импеданса и ГДИС, совпадают.

*Картирование трещины с использованием наклономеров.* Принцип картирования трещин с использованием наклономеров основан на измерении деформации пород, возникающих при образовании трещины. Иницированные трещиной деформации распространяются во все стороны и могут быть замерены как поверхностными датчиками, так и датчиками, находящимися на забое соседних скважин.

Данная технология позволяет определить размеры трещины (полудлину, высоту, ширину) и основана на спуске ряда высокоточных наклономеров на кабеле в ближайшую соседнюю скважину для записи из-

менения наклона и интерпретации параметров трещины в зависимости от времени на множестве глубинных отметок.

Картирование трещин с помощью системы поверхностных наклономеров обеспечивает точное определение ориентации трещины (азимут и наклон), объем трещины, степень сложности и приблизительное расположение. Наземные наклонометры могут фиксировать любое изменение или отклонение от горизонтали, что может быть связано с возникновением и развитием трещин. Множественные датчики располагаются на поверхности, в окружении ожидаемой горизонтальной проекции направления развития трещины, в мелких заполненных песком шурфах глубиной до 10 м. Картирование трещин с помощью наклономеров может выполняться в режиме реального времени.

С целью эффективного управления заводнением и поддержания пластового давления необходим способ контроля полудлины и высоты трещины автоГРП в нагнетательных скважинах для избежания прорывов в соседние добывающие скважины и объекты разработки.

*Применение микросейсмических исследований.* Пассивный сейсмический мониторинг основан на измерении акустических событий, возникающих в пространстве около трещины. Считается, что источниками акустических событий являются изменения напряженного состояния пород, окружающих трещину, при возникновении сдвиговых микродеформаций.

Оборудование для фиксации сейсмических событий спускается в соседнюю скважину на кабеле и прижимается к ее стенке специальным рычагом, активируемым с поверхности. После этого происходит запись фонового шума и осуществляется привязка приборов путем детонации одного или нескольких зарядов на поверхности или в скважине, в которой будет вестись наблюдение развития трещин автоГРП, уточняется скорость распространения сейсмических волн в модели.

Волны, принимаемые геофонами, преобразуются в сейсмограммы. На них выделяются поперечные и продольные волны. Зная разницу во времени прихо-

да волны к каждой секции с геофоном и время прихода волны от источника событий при известной скорости ее распространения, можно определить пространственную координату возникновения микросейсмического события. В итоге получается облако событий, по которым определяются пространственные координаты и параметры трещины (полудлина, высота, ширина, азимут) в зависимости от времени.

*Гидропрослушивание.* Сущность метода заключается в наблюдении за изменением давления или уровня жидкости в исследуемой скважине (реагирующая скважина) при изменении условий отбора или нагнетания жидкости в одной из соседних скважин (возмущающая скважина). При этом происходит одновременная фиксация изменения условий закачки или отбора в возмущающей скважине и влияния фронта давления в реагирующей скважине. По времени распространения фронта давления от реагирующей скважины к возмущающей оцениваются свойства пласта и выявляется наличие гидродинамической связи и техногенной трещины [3, 12]. Данный метод позволяет в некоторых случаях оценить полудлину и азимут трещины.

*Применение трассерных исследований.* Трассерные исследования подразумевают нагнетание одного или несколько радиоактивных или химических трассеров в нагнетательную скважину вместе с жидкостью закачки, последующее их движение с жидкостью закачки и выявление в близлежащих добывающих скважинах. В соседних добывающих скважинах отбираются пробы жидкости для определения следов наличия трассеров, что будет описывать характер взаимодействия нагнетательной и добывающей скважин. Применение трассерных исследований позволяет установить межскважинную сообщаемость и пластовую неоднородность. Кроме того, с их помощью можно получить и количественные данные, такие как время прорыва, замещенный объем порового пространства, эффективность вытеснения, площадное распространение нагнетаемой жидкости.

Трассерные исследования также позволяют судить о наличии межпластовых перетоков при одновременной эксплуатации нескольких пластов с применением компоновок для ОРЗ. Например, по результатам анализа проведенных трассерных исследований в работе [13] делается вывод, что между скважинами существует высокопроницаемый канал. Данный метод позволяет косвенно судить о полудлине и азимуте трещины.

## Заклучение

Результаты многочисленных проведенных промысловых исследований показывают, что на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» присутствуют трещины автоГРП в нагнетательных скважинах, что требует систематического изучения явления автоГРП.

Применение совокупности методов диагностики дает возможность адаптировать в расчетных моделях неизвестные параметры образования трещин автоГРП и существенно повысить достоверность расчетов.

## Список литературы

1. *Специальные* гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах/В.А. Байков, А.Я. Давлетбаев, Т.С. Усманов [и др.]// Нефтегазовое дело. – 2011. – №1.
2. *Переориентация* азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»/ И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.М. Хайдар [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34-38.
3. *Исследование* развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки В.В. Мальцев, Р.Н. Асмандияров, В.А. Байков [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2012. – №5. – С. 70-73.
4. Clifford P.J., Mellor D.W., Jones T.J. Water Quality Requirements for Fractured Injection Wells/SPE 21439. – 1991.
5. *Injectivity and Fracturing in Unconsolidated Sand Reservoirs: Waterflooding Case Study, Offshore Nigeria*/ M. Khodaverdian, T.G. Sorop, P.J. Van den Hoek [et al.]//ARMA 10-139. – 2010.
6. Andrews J., Hettema M., Nesse T. Injection Wells: A Case Study From the Statfjord Field//SPE 90949. – 2004.
7. *Thermally Induced Fractures: A filed proven analytical model*/J. Detienne [et al.] // SPE 30777. – 1995.
8. Guan L., Du Y., Wang Z. Water Injectivity – What We Have Learned in the Past 30 Years//Paper 2005-178, Canadian International Petroleum Conference.
9. *Application of New Fall-Off Test Interpretation Methodology to Fractured Water Injection Wells Offshore Sakhalin*/ P.J. Van den Hook, D. Volchkov, G. Buegos, R.A. Masfry//SPE 102304. – 2006.
10. *New Step Rate Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs*/ D. Mandal, A. Qazi, S. Abdullah, A. Bu-Qurais //SPE 93252. – 2005.
11. Paige R.W., Murray L.R., Roberts J.D.M. Field Application of Hydraulic Impedance Testing for Fracture Measurement//SPE 26525.
12. *Гидродинамические* исследования скважин в многопластовых нагнетательных скважин в условиях превышения давления закачки над давлением раскрытия трещин/ А. Давлетбаев, В. Байков, Э. Озкан [и др.]//SPE 136199. – 2010.
13. *Кривова Н.Р.* Разработка и исследование системы эксплуатации коллекторов многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Тюмень, 2009.

## References

1. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Usmanov T.S. et al., *Elektronnyy nauchnyy zhurnal "Neftegazovoe delo" - The electronic scientific journal Oil and Gas Business*, 2011, no. 1.
2. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaydar A.M. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 34-38.
3. Mal'tsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 70-73
4. Khodaverdian M., Sorop T.G., Van den Hoek P.J., Sathyamoorthy S., Okoh E., *Injectivity and fracturing in unconsolidated sand reservoirs: waterflooding case study*, Offshore Nigeria, ARMA 10- 139, 2010.
5. Clifford P.J., Mellor D.W., Jones T.J., *Water quality requirements for fractured injection wells*, SPE 21439, 1991.
6. Andrews J., Hettema M., Nesse T., *Injection wells: a case study from the Statfjord field*, SPE 90949, 2004.
7. Detienne J. et al., *Thermally induced fractures: a filed proven analytical model*, SPE 30777, 1995.
8. Guan L., Du Y., Wang Z., *Water injectivity – what we have learned in the past 30 years*, Paper 2005-178, Canadian International Petroleum Conference.
9. Van den Hook P.J., Volchkov D., Buegos G., Masfry R.A., *Application of new fall-off test interpretation methodology to fractured water injection wells offshore Sakhalin*, SPE 102304, 2006.
10. Mandal D., Qazi A., Abdullah S., Bu-Qurais A., *New step rate analysis technique aids determination of fracture pressure for waterflood design in Kuwait reservoirs*, SPE 93252, 2005.
11. Paige R.W., Murray L.R., Roberts J.D.M., *Field application of hydraulic impedance testing for fracture measurement*, SPE 26525.
12. Davletbaev A., Baykov V., Ozkan E., et al., *SPE 136199*, 2010.
13. Krivova N.R., *Razrabotka i issledovanie sistemy ekspluatatsii kollektorov mnogoplastovykh mestorozhdeniy s razryvnyimi narusheniyami* (Development and research of the system of exploitation of multilayer fields with faults): thesis of the candidate of technical sciences, Tyumen', 2009.

## Оценка влияния закачки пресной воды на эффективность разработки засоленных коллекторов

В.А. Гринченко  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

**Ключевые слова:** терригенный пласт, засоление, галит, рассоление, отмыв солевых отложений, высокоминерализованная вода, эксперименты на керне, гидродинамическое моделирование, синтетические модели, коэффициент охвата.

**Key words:** clastic formation, salinization, halite, dissolution, salt deposits dissolution, highly salted water, core experiments, reservoir simulation modeling, synthetic models, sweep efficiency.

Адрес для связи: VAGrinchenko@tnk-bp.com

### Введение

Засоленные коллекторы характерны для месторождений Восточной Сибири. Одним из ярких примеров является Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение. Основным объектом разработки месторождения является верхнечонский горизонт (Вч), где сосредоточено 80 % извлекаемых запасов нефти. Возраст терригенных отложений Вч составляет около 450 млн. лет, что позволяет отнести их к одним из древнейших разрабатываемых в России в настоящее время.

Объект Вч имеет ряд особенностей, которые осложняют его эксплуатацию. К ним можно отнести низкую пластовую температуру (12 °С), близкую к температуре выпадения парафинов; наличие газовой шапки; пластовое давление на уровне давления насыщения нефти газом; геологическое строение, осложненное множеством региональных разломов, делящих объект на блоки; ограниченность ресурсов воды для организации системы поддержания пластового давления (ППД) [1].

Особый интерес вызывают отложения соли на поверхности породы, представляющие собой продукт вторичных процессов формирования залежи. Солевым минералом является галит (NaCl), который заполняет поровое пространство как частично (занимая доли порового объема), так и полностью. В последнем случае порода становится непроницаемой [1].

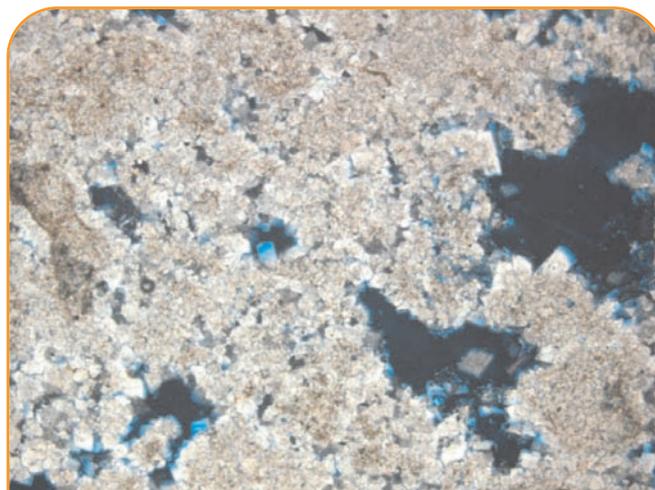


Рис. 1. Шлиф песчаника объекта Вч с кристаллами соли

Месторождение разрабатывается с 2008 г. по семиточечной обращенной системе разработки с использованием горизонтальных скважин. На месторождении организована система ППД с закачкой пресной воды. По данным промысловых замеров минерализация после прорыва воды к скважине достигает 300-400 г/л, что обуславливает расслоение пласта.

В рамках исследования проведено множество лабораторных экспериментов как по стандартным

методикам анализа керна, так и по уникальным методикам исследования процесса рассоления в динамике. Результаты экспериментов на керне показывают существенное изменение структуры порового пространства при растворении соли. После отмыва пористость образцов может увеличиваться кратно, проницаемость – на порядки. В связи с этим возникает вопрос о влиянии рассоления коллектора на процесс вытеснения нефти пресной водой, растворяющей соль.

Цель данной работы состоит в корректном построении геолого-гидродинамической модели с учетом эффектов рассоления и изучении на ее основе влияния рассоления коллектора на процесс добычи нефти.

## Растворение солей водой в породе

Растворение солей водой представляет собой совокупность двух процессов: захват молекулами воды ионов соли с образованием водородных связей и обратное присоединение ионов соли из раствора к поверхности кристаллов. Для описания процесса растворения применяют законы химической кинетики, в частности, закон действующих масс, выражающий зависимость скорости реакций от числа соударений частиц (концентраций реагирующих веществ).

В отечественных работах, посвященных изучению геохимических процессов в пористых средах [2, 3], рассматривается упрощенная запись закона действующих масс для случая растворения соли, предложенная Богусским – Каяндером

$$\frac{dN}{dt} = -k_p(C_n - C), \quad (1)$$

где  $N$  – концентрация соли в твердом состоянии, кг/м<sup>3</sup>;  $t$  – время, сут;  $C_n$  – предельная концентрация раствора соли, при которой раствор находится в динамическом равновесии, кг/м<sup>3</sup>;  $C$  – текущая концентрация соли в растворе, кг/м<sup>3</sup>;  $k_p$  – константа скорости растворения, сут<sup>-1</sup>.

Константа скорости растворения в данной математической записи процесса неявно включает многие факторы, влияющие на скорость процесса: молекулярную диффузию ионов соли; площадь поверхности контакта веществ; скорость поступления пресной воды к поверхности кристалла и др.

## Экспериментальные исследования

Для нахождения константы скорости растворения был проведен потоковый эксперимент по рассолению. В рамках эксперимента подобрана модель пласта из пяти стандартных цилиндрических образцов разнородного песчаника с засолением в поровом пространстве. Модель была на 100 % насыщена нефтью, поскольку цель испытаний заключалась в нахождении константы скорости растворения внутриводной соли (галита), а собственно оценка коэффициента вытеснения имела второстепенное значение.

Для проведения эксперимента использовалась потоковая установка. В ходе основной части эксперимента в колонку образцов при термобарических условиях нагнеталась пресная вода, одновременно с другого торца модели через блок ППД проводились отбор и замер объема вытесненной нефти, а после прорыва воды – количество и минерализация последней.

На основе экспериментальных замеров были получены данные о массе отмытой соли в зависимости от времени и скорости фильтрации, изменении пористости и проницаемости породы. Полученные данные послужили основой для определения константы реакции.

Аналитическая оценка кинетического коэффициента растворения и роста проницаемости была подробно рассмотрена в работе [4]. Значения кинетического коэффициента реакции растворения на различных режимах близкие. Для задач моделирования принято среднее значение коэффициента 0,54 сут<sup>-1</sup>.

## Построение фильтрационной модели в масштабах керна

Экспериментальные исследования позволили создать основу для дальнейшего моделирования процессов рассоления. Для создания фильтрационной модели использовался коммерческий симулятор tNavigator™. Тип создаваемой модели – модель Black Oil с опцией рассоления. Основной задачей воспроизведения потокового эксперимента по рассолению в фильтрационной модели являлась проверка корректности математического аппарата симулятора, описывающего процесс растворения пластовой соли.

Геометрия фильтрационной модели масштаба керна представлена на рис. 2. Подача пресной воды в колонку образцов имитировалась работой

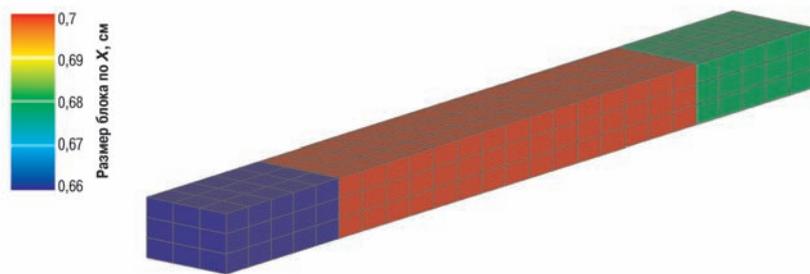


Рис. 2. Геометрия модели колонки образцов керна

нагнетательной скважины с соответствующим каждому этапу эксперимента расходом.

При воспроизведении эксперимента в модели необходимо восстановить динамику растворения соли в породе, при этом контролируемые параметрами являются изменение проницаемости и вязкости (или минерализации) воды.

На рис. 3 представлено сопоставление экспериментальных и расчетных данных при воспроизведении кернавого эксперимента в модели. Полученное хорошее согласование как текущих, так и интегральных показателей свидетельствует о корректности математической модели рассоления, реализованной в симуляторе и позволяет перейти к численным гидродинамическим исследованиям.

## Численные исследования на синтетических моделях

Синтетическое моделирование является промежуточным этапом от модели керна к полномасштабной модели пласта. Построенная синтетическая модель представляет собой двухмерную

область между нагнетательной и добывающей скважинами. В ходе расчетов задавались различные варианты распределения соли и проницаемости по разрезу.

Расчеты на гомогенной модели с равномерным распределением соли позволили описать процессы, происходящие за фронтом вытеснения.

В общем случае можно выделить три зоны минерализации воды за фронтом вытеснения (рис. 4).

- I. Зона предельного насыщения солью.
- II. Переходная зона (зона минерализации воды).
- III. Промытая зона.

Зона предельного насыщения формируется и сохраняется на всем пути продвижении фронта вытеснения, что обуславливает отставание «фронта рассоления» от фронта вытеснения нефти, поскольку растворение солей породы в зоне предельно минерализованной воды практически не происходит. В этой зоне вода предельно насыщена солью. Основное растворение отмечается в переходной зоне.

В переходной зоне закачиваемая пресная вода меньшей вязкости, продвигаясь по частично отмытой зоне коллектора, нагоняет поток предельно минерализованной воды. Минерализация воды в переходной области обусловлена как смешиванием с водой предельного насыщения, так и растворением солей.

В промытой области минерализация воды примерно соответствует минерализации воды закачки.

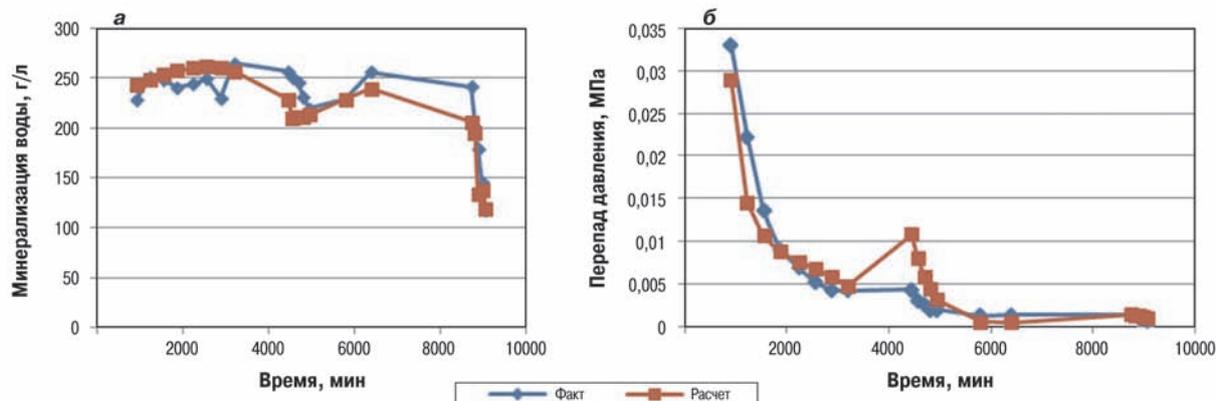


Рис. 3. Сопоставление экспериментальных и расчетных показателей минерализации воды (а) и перепада давления (б) в процессе настройки фильтрационной модели на потоковый эксперимент по рассолению на кернах

Расчеты на синтетических моделях позволили сделать важный вывод о том, что на фронте вытеснения продвигается оторочка предельно минерализованной воды. Это в свою очередь должно приводить к выравниванию фронта вытеснения, увеличению времени до прорыва воды и коэффициента извлечения нефти (КИН) за безводный период.

## Расчеты на секторной модели

Для секторной модели выбран участок объекта Вч в районе нагнетательной скв. 1008, ближайшие добывающие скважины к которой на данный момент имеют высокую обводненность – более 20 %.

Скважины сектора находятся в зоне повышенного содержания соли (рис. 5). По всем добывающим скважинам сектора осуществляется мониторинг объема соли, отбираемой вместе с продукцией скважин, что является основой для настройки параметров рассоления модели.

На первом шаге была выполнена адаптация секторной модели на промысловые данные. На рис. 6 приведен пример адаптации по скв. 1002 к минерализации попутно добываемой воды. Получена хорошая сходимость модельных и фактических данных.

На следующем шаге проводились численные расчеты на прогноз с целью оценки влияния рассоления на объемы добычи. Для этого были выполнены два расчета. В обоих случаях в нагнетательные скважины закачивалась пресная вода. В первом расчете опция рассоления в модели была включена, во втором – не использовалась, т.е. был осуществлен возврат к стандартной модели Black Oil.

В результате расчетов было получено, что в модели с опцией рассоления оценка накопленной добычи нефти может снизиться на 12 %. На данную оценку в первую очередь влияет динамика обводнения скважин. На рис. 7 приведен пример динамики обводнения по одной из скважин сектора. В случае учета опции рассоления в модели наблюда-



Рис. 4. Минерализация воды закачки в процессе вытеснения

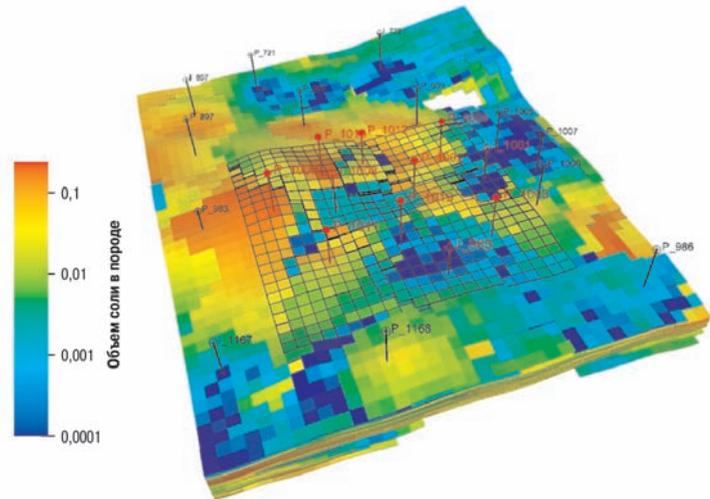


Рис. 5. Степень засоления коллектора в объеме пласта в зоне рассматриваемого сектора (район скв. 1008)

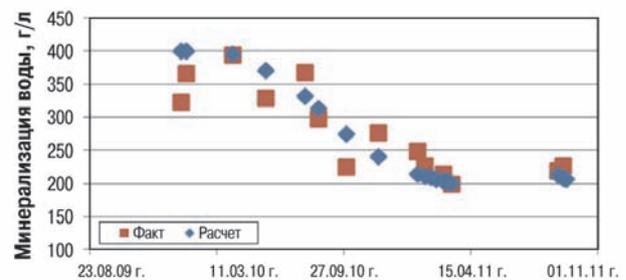
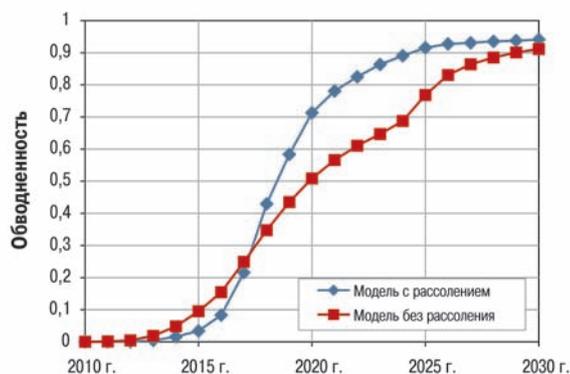


Рис. 6. Сопоставление расчетных и фактических данных о минерализации попутно добываемой воды по скв. 1002

ется более поздний прорыв воды в добывающих скважинах, но при этом происходит более резкий рост обводненности после прорыва. Вода начинает фильтроваться по промытым высокопроницаемым каналам, что снижает коэффициент охвата и конечный КИН. Установленная динамика подтверждается фактическими данными.

Таким образом, результаты прогнозных расчетов подтвердили предположения о влиянии рассоления на эффективность вытеснения нефти. Наблюдается как положительный эффект, связан-



**Рис. 7. Прогноз динамики обводнения по одной скважине сектора по модели с учетом эффектов рассоления и стандартной модели**

ный с формированием зоны предельной минерализации на фронте вытеснения, где вязкость воды сравнима с вязкостью нефти, так и отрицательный эффект, обусловленный увеличением проницаемости и образованием промытых зон. По ним происходят быстрое продвижение воды и снижение охвата вытеснением после прорыва воды к добывающим скважинам.

## Выводы

1. Создана экспериментальная база для исследования процессов рассоления на Верхнечонском месторождении.
2. Выделены основные факторы рассоления, влияющие на эффективность вытеснения нефти – увеличение вязкости закачиваемой воды и проницаемости среды.
3. В процессе вытеснения нефти пресной водой на фронте образуется зона воды высокой минерализации, затем наблюдаются переходная зона и зона с водой низкой минерализации. Данные эффекты обуславливают увеличение КИН за безводный период и более поздний прорыв воды. Растворение солей за фронтом вытеснения приводит к образованию высокопроницаемых каналов, резкому росту обводнения после прорыва, сниже-

нию коэффициента охвата и в итоге к уменьшению накопленной добычи нефти.

4. В целом рассоление коллектора снижает накопленную добычу нефти на участках со значительным засолением коллектора.

## Список литературы

1. Исследование процесса рассоления при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения//И.А. Виноградов, А.А. Загоровский, В.А. Гринченко, Я.И. Гордеев//Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 74-77.
2. Веригин Н.Н., Шержуков Б.С. Диффузия и массообмен при фильтрации жидкостей в пористых средах. В кн. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР. – М.: Наука, 1966. – С. 237-282.
3. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород//Н.Н. Веригин, С.В. Васильев, В.С. Саркисян, Б.С. Шержуков. – М.: Недра, 1977. – 271 с.
4. Гринченко В.А., Виноградов И.А., Загоровский А.А. Лабораторное исследование процесса рассоления при заводнении засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения// Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 100-103.

## References

1. Vinogradov I.A., Zagorovskiy A.A., Grinchenko V.A., Gordeev Ya.I., *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 1, pp. 74-77.
2. Verigin N.N., Sherzhukov B.S., *Collected papers “Razvitie issledovaniy po teorii fil'tratsii v SSSR”* (The development of research on the theory of filtration in the USSR), Moscow: Nauka Publ., 1966, pp. 237-282.
3. Verigin N.N., Vasil'ev S.V., Sarkisyan V.S., Sherzhukov B.S., *Gidrodinamicheskie i fiziko-khimicheskie svoystva gornykh porod* (Hydrodynamic and physico-chemical properties of rocks), Moscow: Nedra Publ., 1977, 271 p.
4. Grinchenko V.A., Vinogradov I.A., Zagorovskiy A.A., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 4, pp. 100-103.

# Методы повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин Мишкинского месторождения

А.М. Шайхулов, Р.М. Гилемзянов  
(ОАО «Удмуртнефть»)

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина (ГС), боковой горизонтальный ствол (БГС), ремонтно-изоляционные работы (РИР), эквалайзер, набухающий пакер.

**Key words:** horizontal well, the equalizer, the swellable packer.

**Адреса для связи:** RMGilemzyanov@udmurtneft.ru

## Введение

Применение горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) позволило существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки турнейского объекта Мишкинского месторождения, обеспечить более высокие темпы добычи нефти. Однако разработку карбонатных коллекторов данного объекта системой ГС и БГС в настоящее время можно охарактеризовать как недостаточно эффективную. Серьезную озабоченность вызывает прогрессирующий высокий темп роста обводненности добываемой продукции. В связи с этим дальнейшие работы должны быть направлены, по мнению авторов, на поиск новых технологий, обеспечивающих снижение обводненности продукции скважин без потерь добычи нефти.

## Состояние разработки турнейского объекта

В настоящее время турнейский объект разрабатывается системой ГС без поддержания пластового давления: 20 нагнетательных скважин выведены в бездействующий фонд, 12 скважин переведены на другие объекты разработки. Несмотря на это, пластовое давление находится на проектном уровне и составляет 15 МПа, что свидетельствует о высокой активности водонапорной системы, ее хорошей связи с законтурной областью и высоком энергетическом потенциале последней. Текущая компенсация отборов закачкой за большую часть истории разработки объекта не превышала 20 %, накопленная компенсация составляет 7 %. Источником пластовой энергии является подстилающий турнейско-фамен-

ский водоносный бассейн. В целом по площади пластовое давление близко к начальному.

При анализе результатов исследований, моделирования процессов конусообразования при работе ГС в условиях, аналогичных условиям эксплуатации турнейского объекта, выявлено, что в пластах высокой проницаемости потеря давления на трение приводит к тому, что давление в начале ствола ГС выше, чем в конце. В результате дебит в конце горизонтального ствола оказывается ниже. Более высокий дебит в начале горизонтального ствола ускоряет прорывы воды или газа в этой части скважины: здесь они происходят раньше, чем на забое [1]. Итогом отмеченного являются неоптимальный уровень добычи нефти и образование невырабатываемых участков горизонтального ствола скважины.

Анализ обводнения Мишкинского месторождения показал, что высокая обводненность продукции связана с невыполнением основного критерия – бурения горизонтального ствола в кровельной части пласта [1]. Горизонтальные стволы были пробурены на расстоянии 1,5–1,9 м от текущего водонефтяного контакта (ВНК) [1].

В условиях карбонатного трещиноватого коллектора турнейского объекта, когда уже отобрано 24 % начальных извлекаемых запасов, происходит интенсивный подъем ВНК в виде конусов обводнения. При обосновании коридора бурения БГС и ГС необходимо учитывать текущее положение ВНК [1], особенно при бурении БГС. Вскрытый горизонтальным стволом скважины участок коллектора литологически относительно однороден, и горизон-

тальный ствол является каналом, дренирующим пластовую жидкость по всей длине открытого ствола. Традиционные методы ремонтно-изоляционных работ (РИР) в ГС и БГС не дают удовлетворительных результатов или неприменимы. Как показали практика и опыт проводимых на Мишкинском месторождении РИР, эффективность методов ограничения водопритоков и интенсификации в ГС значительно ниже, чем в наклонно направленных скважинах. В связи с этим разработка комплекса технологий по поддержанию фонда ГС в рентабельном состоянии требует особого подхода к ремонтным работам. Работы в горизонтальном стволе осложняются отсутствием зумпфа, что приводит к засорению ствола и снижению дебитов.

## Технические решения по снижению обводненности

Одним из решений проблемы уменьшения роста обводненности продукции ГС является воздействие на призабойную зону пласта, включающее направленное блокирование обводненных участков. При этом необходимо использовать специальные материалы, приемы и технические средства для обеспечения селективной изоляции. Комплекс работ должен включать также предварительные операции по очистке горизонтального участка ствола скважины.

Ремонтные работы, направленные на ограничение водопритоков, из-за низкой эффективности существующих технологий в ГС масштабно не проводились. Тем не менее, в одной из скважин Мишкинского месторождения был испытан способ изоляции притока воды с применением суспензии гидрофобного тонкодисперсного материала «Полисил-КСТ». Способ основан на создании бронированных водонефтяных эмульсий в каналах поступления в ГС воды [2].

Как видно из рис. 1, эффект от проведения РИР кратковременный, так как при закачке вязко-упругих составов не обеспечивается их должное закрепление в зоне изоляции. В процессе эксплуатации происходит вынос составов в скважину под напором подошвенных и пластовых вод вследствие того, что не всегда выдерживаются необходимые забойные давления.

Существующие методы изоляции притока воды в скважину позволяют качественно изолировать водонасыщенные части пласта, при этом нефтяная часть пласта не кольматируется. В результате повышается фильтрационное сопротивление обводненных частей пласта и более полно вырабатываются менее проницаемые нефтенасыщенные зоны. Приток становится более однородным на всем протяжении горизонтального участка скважины, что позволяет увеличить срок безводной эксплуатации и коэффициент извлечения нефти. Это особенно важно в маломощных пластах, где прорыв воды может произойти очень быстро. Для создания однородного потока в горизонтальном стволе применяется забойное оборудование – эквалайзер компании Baker Hughes, которое выборочно ограничивает радиальный приток в скважину (рис. 2). Этот метод является эффективным средством вовлечения в активную разработку невырабатываемых нефтенасыщенных зон горизонтального участка [2].

В 2010 г. были проведены успешные испытания набухающих пакеров системы Swellpaker HPE компании Halliburton (рис. 3) для изоляции водопритока в ГС турнейского объекта Мишкинского месторождения.

Скважина закончена бурением 14.03.10 г., вскрыт турнейский объект, интервал горизонтального от-

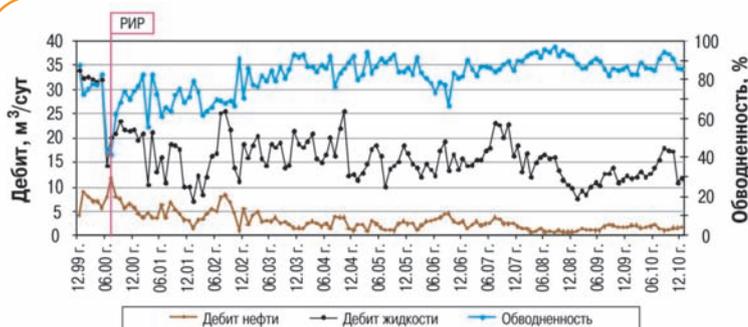


Рис. 1. Динамика показателей эксплуатации одной из ГС Мишкинского месторождения после проведения ремонтных работ



Рис. 2. Эквалайзер (каталог компании Baker Hughes 2012 г.)

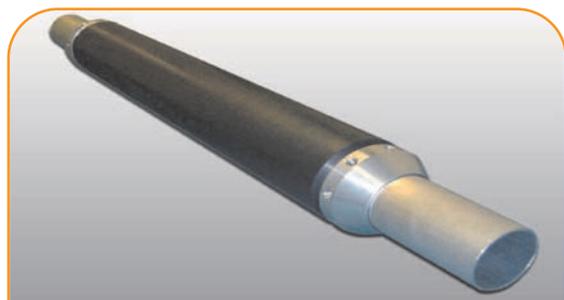


Рис 3. Набухающий пакер Swellpaker HPE

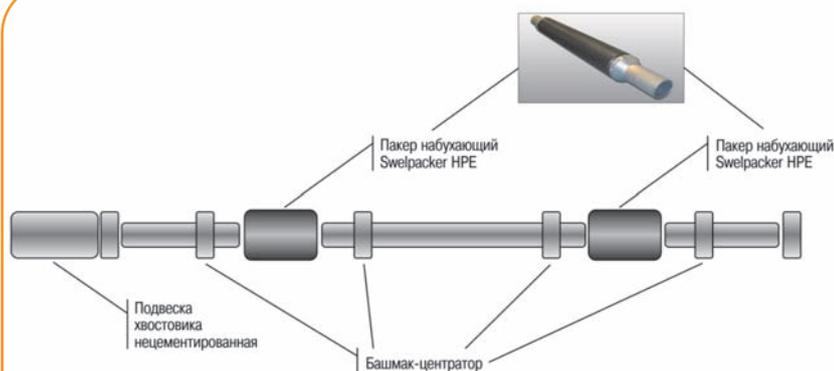


Рис. 4. Принципиальная схема компоновки подвески набухающих пакеров

крытого ствола скважины – 1667,2-1846 м. При освоении был получен приток минерализованной воды из интервала 1685-1702 м, который по результатам широкополосного акустического каротажа открытого ствола представлен кавернозно-поровым коллектором (исследования проведены ООО «Тат-нефтегеофизика-Ижгеофизсервис»). Коллекторы указанного типа под действием кислотной обработки склонны к образованию трещиноватых зон. Было принято решение провести изоляцию притока воды с помощью набухающих пакеров Swellpaker HPE, предназначенных для предотвращения миграции обводненной продукции в продуктивном горизонте.

Технические операции включали фрезерование интервала посадки набухающих пакеров, скреперование интервалов посадки, промывку горизонтального ствола, закачку вязко-упругого состава, спуск глубиннонасосного оборудования. Вязко-упругий состав выбирался в зависимости от условий и объема изоляции интервала. Изолируемый хвостовик с комплектом набухающих пакеров включал подвеску обсадной трубы и пакера Swellpaker HPE (рис. 4). Для того, чтобы пакеры набухали, требуется закачать нефть с поверхности в интервал их установки.

После проведения ремонтных работ и ввода скважины в эксплуатацию были получены положительные результаты: дебит нефти составил около 7,3 т/сут, жидкости – 22 м<sup>3</sup>/сут. Эффект продолжается.

## Заключение

Комплекс мер по продлению срока рентабельной эксплуатации ГС и БГС решает следующие задачи.

1. Отсечение, блокирование интервала обводнения ГС или БГС.

2. Вовлечение в разработку невыработанных зон, участков горизонтального ствола (эффект эквалайзера).

3. Обеспечение возможности выполнения технических операций, ремонтов, геолого-технических мероприятий.

4. Обеспечение оптимального забойного давления в ГС, определение критериев применимости реагентов в зависимости от технологии ремонта.

Для успешного решения поставленных задач немаловажным фактором являются проведение предварительных геофизических исследований, направленных на поиск промытых участков горизонтального ствола, определение источника обводнения и профиля притока в скважине.

## Список литературы

1. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – М.: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2006. – 423 с.
2. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. – Уфа: РИЦ ОАО АНК «Башнефть», 2000. – 421 с.

## References

1. Suchkov B.M., *Gorizontal'nye skvazhiny* (Horizontal wells), Moscow: NITs Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika Publ., 2006, 423 p.
2. Umetbaev V.G., Merzlyakov V.F., Volochkov N.S., *Kapital'nyy remont skvazhin. Izolyatsionnye raboty* (Workover. Insulation works), Ufa, 2000, 421 p.

# Восстановление герметичности эксплуатационной колонны стеклопластиковой колонной-летучкой

Т.Э. Нигматуллин, А.Ю. Пресняков, к.т.н., В.А. Стрижнев, к.т.н.  
(ООО «РН-Уфанипинефть»),  
В.И. Никишов, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** устранение негерметичности эксплуатационной колонны, стеклопластиковая колонна-летучка.

**Key words:** casing leak repair, fiberglass scab liner.

**Адреса для связи:** NigmatullinTE@ufanipi.ru, PresnyakovAU@ufanipi.ru

## Введение

В связи с переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки и массовым обводнением скважин особую значимость приобретает проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) в скважинах. К наиболее сложному и трудоемкому виду РИР относятся работы по устранению негерметичности эксплуатационных колонн (УНЭК). В большинстве скважин для достижения эффекта изоляции проводится закачка тампонажных составов за эксплуатационную колонну в интервал негерметичности. В среднем успешность этих работ составляет около 70 %. Однако при наличии нескольких негерметичных участков на протяженном интервале эксплуатационной колонны (50–150 м) проведение РИР с использованием

стандартных технологий становится безуспешным. В этих случаях должны применяться другие технологические решения, основанные на использовании технических средств.

Ежегодно в ОАО «НК «Роснефть» РИР проводятся примерно в 600 скважинах, что составляет 10 % всего объема выполняемых геолого-технических мероприятий. Объемы РИР по УНЭК превышают 50 % всех РИР, ежегодно осуществляемых в скважинах месторождений компании. Успешность работ невысокая: в каждой четвертой скважине отмечается недостижение запланированного прироста дебита нефти (по результатам выполненного в ООО «РН-Уфанипинефть» анализа РИР, проведенных в ОАО «НК «Роснефть» в 2009–2011 гг.). Во многом это обусловлено наличием в скважине нескольких негерметичных интервалов, увеличением их протяженности: в некоторых скважинах длина негерметичного участка составляет более 100 м.

Стеклопластиковые колонны-летучки позволяют решать те же задачи, что и стальные колонны-летучки, однако предлагаемое устройство обладает значительно большей коррозионной устойчивостью и возможностью демонтажа путем разбуривания в случае необходимости.

## Технология устранения протяженных интервалов негерметичности эксплуатационной колонны

Исходным параметром для выбора технологии УНЭК является протяженность нарушенных участков. При установлении нарушения в интервале до 20 м рекомендуется проводить работы методом тампонирования. При наличии нескольких нарушений на большом интервале выполнение даже неоднократных операций тампонирования не обеспечивает достижения поставленной цели. В этом

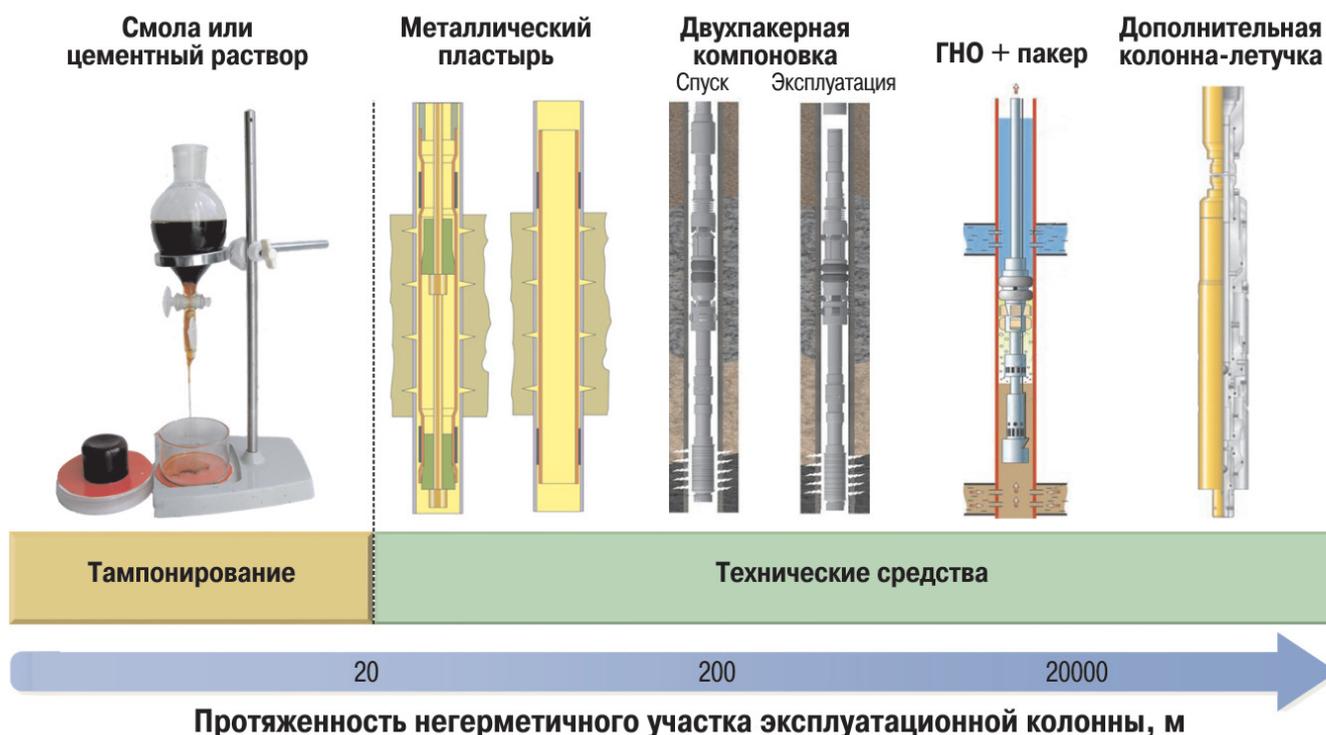


Рис. 1. Технологии УНЭК (ГНО – глубиннонасосное оборудование)

случае рекомендуется применение технических средств [1] (рис. 1).

Несмотря на многообразие представленных на рынке технологий по УНЭК техническими средствами, их недостатки и ограничения области применения обуславливают необходимость совершенствования имеющихся, либо разработку новых технологий (технических средств), позволяющих надежно изолировать протяженные участки, в том числе и с возможностью, при необходимости, последующего извлечения технических средств из скважины.

Авторами предложена технология установки в стволе скважины колонн-летучек, изготовленных из стеклопластиковых труб внутренним диаметром 100 мм. Стеклопластиковые колонны-летучки позволяют решать те же задачи, что и стальные колонны-летучки, однако предлагаемое устройство обладает значительно большей коррозионной устойчивостью и возможностью демонтажа путем разбуривания в случае необходимости.

Стеклопластиковая колонна-летучка состоит из стеклопластиковых труб, спускаемых на механической подвеске.

Основные элементы технологии УНЭК стеклопластиковой колонной-летучкой следующие:

1) глушение скважины, подъем оборудования, геофизические исследования;

2) установка искусственного забоя на 30-50 м ниже изолируемого интервала;

3) установка колонны-летучки на искусственный забой, крепление ее на пакере-гильзе;

4) спуск колонны НКТ для цементирования, закачка расчетного объема тампонажного состава в кольцевое пространство между основной эксплуатационной колонной и колонной-летучкой;

5) подъем колонны НКТ на 1 м, удаление излишков тампонажного состава из затрубного пространства и полости стеклопластиковых труб путем обратной промывки;

6) подъем колонны НКТ на 200-250 м, ожидание затвердевания цементного раствора в течение 24-72 ч под давлением;

В настоящее время проект по испытанию технологии УНЭК с применением стеклопластиковой колонны-летучки реализуется в рамках Целевого Инновационного Проекта (ЦИП) ОАО «НК «Роснефть».

7) разбуривание цементного моста, опрессовка эксплуатационной колонны и колонны-летучки, спуск оборудования и ввод скважины в работу.

## Лабораторные и стендовые испытания

В процессе разработки технологии УНЭК стеклопластиковой колонной-летучкой были выявлены следующие проблемы:

1) недостаточное сцепление традиционных тампонажных составов для цементирования колонны-летучки со стеклопластиковой поверхностью (в процессе крепления устройства в скважине);

2) возможный риск неразбуривания колонны-летучки стандартными породоразрушающими инструментами (в случае необходимости извлечения устройства из скважины).

Авторами были проведены лабораторные и стендовые испытания с целью поиска решения указанных проблем. При лабораторных испытаниях по определению прочности сцепления тампонажного камня со стеклопластиковой поверхностью была применена методика, основанная на испытании контакта сцепления на сдвиг под действием сжимающих нагрузок [2-4]. Прочность сцепления тампонажного камня со стеклопластиковой поверхностью сравнивали с прочностью сцепления тампонажного камня с металлической поверхностью. Для заливки образцов использовали раствор на основе тампонажного портландцемента классов I и I-G. В качестве добавок к цементным растворам, позволяющих улучшить свойства последних, применялись реагенты «Монолит Р», «Монолит К» (оба производства ООО «СИНТЭК-Центр», г. Москва), КРЗС (ООО «НПП «Новатор», г. Уфа) и УУБР (ООО «Уфимское управление буровых работ», г. Уфа). Результаты испытаний приведены в табл. 1.

Установлено, что для повышения качества крепления колонны-летучки целесообразна модификация поверхности стеклопластиковых труб в заводских условиях путем удаления верхнего слоя.

Помимо прочности контакта с трубами были определены следующие важные технологические характеристики тампонажных составов: сроки схватывания и водоотдача. По данным проведенных исследований для крепления стеклопластиковой колонны-летучки рекомендуется применять тампонажный цемент с комплексной модифицирующей добавкой КРЗС. Свойства такого состава приведены в табл. 2.

Для подтверждения возможности разбуривания стеклопластиковой колонны-летучки стандартными

Таблица 1

Тампонажный состав	Прочность сцепления, МПа		
	с металлом	со стеклопластиком гладким	со стеклопластиком с резьбой
Температура 25 °С			
ПЦТ-I-G-СС-1	1,6	0,8	-
ПЦТ-I-50	1,8	1,0	2,5
ПЦТ-I-50 + УУБР	2,7	1,0	-
ПЦТ-I-50 + КРЗС	2,6	1,0	3,2
ПЦТ-I-50 + «Монолит К»	1,6	0,6	-
ПЦТ-I-50 + «Монолит Р»	2,4	1,0	3,3
Температура 60 °С			
ПЦТ-I-G-СС-1	1,6	0,7	2,0
ПЦТ-I-G-СС-1 + УУБР	1,9	1,0	-
ПЦТ-I-G-СС-1 + КРЗС	1,9	0,8	2,3
ПЦТ-I-G-СС-1 + «Монолит К»	1,6	1,0	-
ПЦТ-I-G-СС-1 + «Монолит Р»	1,4	1,2	-

инструментами были проведены стендовые испытания. Изготовлены макеты колонны-летучки, которые затем были зацементированы во фрагментах 146-мм обсадных труб. Разбуривание макетов проводилось на буровом станке ЗИФ-1200 МР с использованием породоразрушающего инструмента наружным диаметром 124 мм:

- фрезера забойного Ф32-124Сп;
- долота фрезерного типа ДТФ-124.

В ходе испытаний получали данные о проходке и времени бурения, на основании которых рассчитывали скорость бурения (табл. 3). Как видно из табл. 3,

Таблица 2

Показатель	Температура, °С	
	25	60
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,89	-
Растекаемость, мм	235	-
Время, ч-мин:		
начала схватывания	5-40	3-20
окончания схватывания	7-50	4-40
Водоотделение, см <sup>3</sup>	1	-
Водоотдача за 30 мин, см <sup>3</sup>	5	-
Прочность, МПа:		
на разрыв при изгибе	4,5	4,8
на сжатие	14,0	16,6
Прочность контакта, МПа:		
с металлом	2,6	1,9
со стеклопластиком с накатанной винтовой резьбой	3,2	2,3

Таблица 3

Породоразрушающий инструмент	Скорость разбуривания, м/ч		Время разбуривания условной колонны-летучки (90 м стеклопластиковых и 10 м алюминиевых труб), ч
	стеклопластика	алюминия	
Фрезер Ф32-124Сп	3,0	0,9	41,1
Долото ДТФ-124	3,4	0,7	40,8

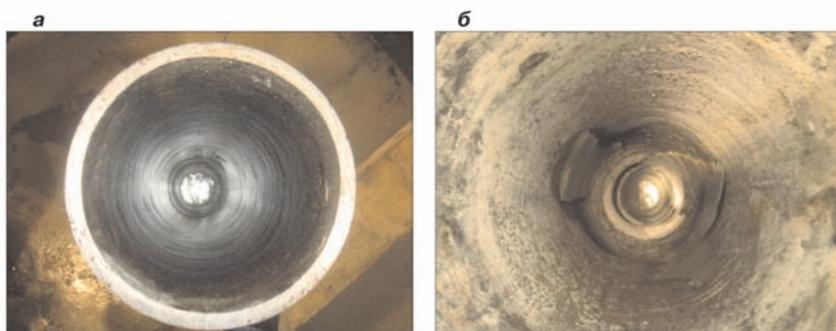


Рис. 2. Внутренняя поверхность эксплуатационной колонны после работы фрезером Ф32-124Сп (а) и долотом ДТФ-124 (б)

различие в скорости бурения разными инструментами незначительное. При этом более высокое качество очистки внутренней поверхности эксплуатационной колонны обеспечивает фрезер Ф32-124Сп (рис. 2).

В ходе стендовых испытаний была подтверждена возможность извлечения стеклопластиковой колонны-летучки из скважины путем разбуривания и выбран рекомендуемый для этого инструмент – фрезер забойный типа Ф32-124Сп либо его аналоги.

По итогам испытаний совместно с ООО «СК «Навигатор» (г. Сургут) разработана конструкторская документация на изготовление стеклопластиковой колонны-летучки. Ее применение целесообразно в следующих случаях:

- наличие негерметичностей колонны в нескольких интервалах суммарной толщиной 50–70 м и более, устранение которых только тампонированием экономически нецелесообразно;
- давление гидроразрыва горных пород в интервале негерметичности составляет менее 50 % давления опрессовки эксплуатационной колонны, что также предопределяет экономическую нецелесообразность применения только тампонирования.

## Заключение

Область применения технологии – вывод из бездействующего фонда скважин с протяженными негерметичными интервалами эксплуатационной колонны, а также отключение пласта толщиной более 8 м и перевод скважины на нижележащий объект.

В настоящее время проект по испытанию технологии УНЭК с применением стеклопластиковой колонны-летучки реализуется в рамках Целевого Инновационного Проекта (ЦИП) ОАО «НК «Рос-

нефть». В 2012 г. в ООО «РН-Пурнефтегаз» проведено успешное промысловое испытание технологии: запускной дебит нефти бездействующей до ремонта скважины составил 8 т/сут. В течение 2013 г. планируется продолжить испытание данной технологии в ООО «РН-Пурнефтегаз».

Внедрение данной технологии в ОАО «НК «Роснефть» позволит вывести из бездействующего

фонда около 200 скважин.

## Список литературы

1. Пресняков А.Ю., Никишов В.И., Михайлов А.Г. Комплексный подход к построению технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн для условий ООО «РН-Пурнефтегаз»//Интервал. – 2008. – № 6. – С. 10-13.
2. Данышевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
3. Расширяющийся тампонажный цемент/Д.Ф. Новохатский, А.В. Кривошей, Л.И. Рябова [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 42-43.
4. Газизов Х.В., Маликов Е.Л. Методика определения сцепления цементного кольца со стенками скважины. В сб. Новое в геологии и разработке нефтяных месторождений в Башкортостане. – Уфа: Башгеопроект. – Вып. 120. – 2008. – С. 199-201.

## References

1. Presnyakov A.Yu., Nikishov V.I., Mikhaylov A.G., *Neft' Gaz. Novatsii*, 2008, no. 6, pp. 10-13.
2. Danyushevskiy V.S., Aliev R.M., Tolstykh I.F., *Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhnyim materialam* (Reference manual for plugging materials), 2nd ed., Moscow: Nedra Publ., 1987, 373 p.
3. Novokhatskiy D.F., Krivoshey A.V., Ryabova L.I., Derinovoy V.P., Timofeeva E.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2007, no. 6, pp. 42-43.
4. Gazizov Kh.V., Malikov E.L., *Collected papers "Novoe v geologii i razrabotke neftnyanykh mestorozhdeniy v Bashkortostane"* (New in geology and development of oil fields in Bashkortostan), Ufa: Publ. of Bashgeoproekt, 2008, V. 120, pp. 199-201.

# Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ с применением нефцецементных растворов на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз»

В.А. Шайдуллин, А.Ю. Пресняков, к.т.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
С.А. Костюченко, А.С. Бурмистров (ООО «РН-Пурнефтегаз»)

**Ключевые слова:** ремонтно-изоляционные работы (РИР), нефцецементный раствор, обводненность.  
**Key words:** water reduction treatments, oil-cement slurry, water cut.

Адрес для связи: ShaidullinVA@ufanipi.ru

## Введение

В связи с переходом многих нефтяных месторождений на позднюю стадию разработки и массовым обводнением большинства скважин увеличиваются объемы ремонтно-изоляционных работ (РИР). Это относится и к месторождениям ООО «РН-Пурнефтегаз», добыча на которых ведется с 1987 г. Основным инструментом поддержания базовой добычи нефти на предприятии являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на снижение обводненности добываемой продукции и решение задач по оздоровлению фонда скважин.

## Геологические особенности месторождений

Объемы РИР многократно увеличиваются при разработке сложнопостроенных залежей с наличием в разрезе нефте-газо- и водонасыщенных пластов, разделенных глинистыми перемычками малой толщины [1]. К таким месторождениям можно отнести основные месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»: Комсомольское, Барсуковское и Тарасовское, которые являются многопластовыми. Например, в разрезе Комсомольского месторождения находится 32 продуктивных пласта, добыча нефти осуществляется по 14 из них; на Барсуковском – около 40 пластов, из них разрабатывается 11; на Тарасовском – более 10 пластов, основные из них – 4. Наличие газовой шапки в разрезе месторождений осложняет работу перфорированных нефтенасыщенных пластов. Часто пласты разделяются глинистыми перемычками недостаточной толщины (2-3 м), что обуславливает возникновение перетоков жидкости. Более 50 % исследованных скважин имеют негерметичное це-

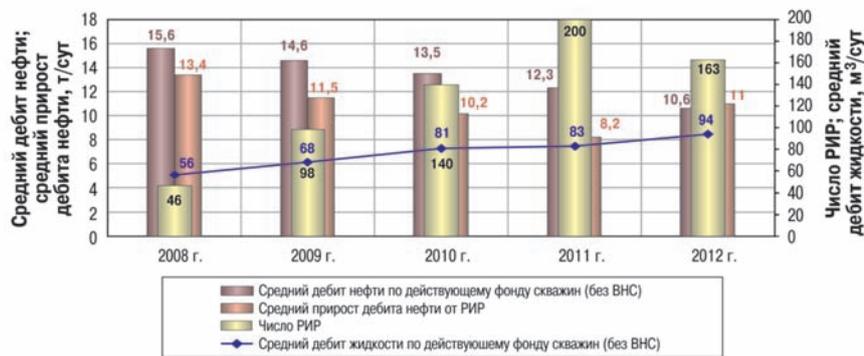
ментное кольцо, для скважин водонефтяных зон характерен короткий безводный период эксплуатации. Все указанные факторы являются причиной преждевременного обводнения скважин до 80-90 %.

## Актуальность проведения РИР

Наряду с проблемами добычи нефти необходимо также отметить проблему загруженности промысловых установок подготовки нефти и трубопроводов. Так, на Барсуковском направлении фактическая добыча жидкости больше плановой примерно на 17000 м<sup>3</sup>/сут и часто превышает разрешенную пропускную способность оборудования. Это приводит к увеличению затрат на утилизацию попутно добываемой воды, необходимости остановки высокодебитных скважин, а также строительства новых установок предварительного сброса воды (УПСВ), что требует дополнительных капитальных вложений.

В связи с указанным объемом РИР, проводимых на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз», увеличиваются. Так, с 2008 по 2012 гг. ремонты проведены в 647 скважинах (см. рисунок). При этом отмечается снижение дебита нефти в целом по действующему фонду скважин, что обусловлено вступлением основных месторождений предприятия в позднюю стадию разработки. Однако за счет повышения качества проводимых ремонтов в 2012 г. удалось добиться увеличения среднего прироста дебита нефти после РИР.

В связи с ростом числа выполняемых РИР возникает потребность проведения работ с наименьшими затратами при сохранении добычного потенциала скважины. Данная задача решается подбором оптимальных технологий, позволяющих выполнять ре-



**Динамика средних дебитов нефти, жидкости и числа РИР:**  
ВНС – ввод новых скважин

тетическими смолами, полимерами селективного действия и неорганическими гелями. Однако применение нефтецементного раствора не потеряло своей актуальности при проведении РИР по ограничению водопритока (ОВП) и устранению заколонной циркуляции (ЗКЦ), особенно в условиях, характеризующихся высокой приемистостью интервала изоляции.

Так, в ООО «РН-Пурнефтегаз» с 2008 по 2012 г. проведено 114 РИР по устранению ЗКЦ и 18 РИР по ОВП,

при этом нефтецементный раствор использовался в качестве тампонажного материала соответственно в 61 и 15 скважинах, средний расход был равен 4 м³ на одну скважину. При устранении ЗКЦ прирост дебита нефти в среднем на скважину составил 6,4 т/сут, количество попутно добываемой воды сократилось на 31,5 м³/сут. При проведении работ по ОВП дебит нефти увеличился на 1,4 т/сут, количество попутно добываемой воды в среднем на скважину уменьшилось на 153 м³/сут, однако продолжительность эффекта оказалась достаточно низкой (3-4 мес), что делает данный вид работ нерентабельным.

Для осуществления технологической операции по закачиванию нефтецементного раствора применяются стандартное оборудование и техника (цементировочный агрегат ЦА-320, цементосмесительная машина (ЦМ), пакер механический и др.), что позволяет выполнять все работы силами подрядчика по капитальному ремонту скважин без привлечения специализированных подрядчиков по РИР.

С целью повышения эффективности применения технологии РИР по ликвидации ЗКЦ была проведена ее адаптация к условиям ООО «РН-Пурнефтегаз», которая включала:

- подбор оптимальных добавок ПАВ для улучшения смешивания цемента и углеводородной жидкости в однородную массу, способствующих сохранению подвижности нефтецементного раствора в течение длительного времени и впоследствии вытеснению углеводородной жидкости при контакте раствора с водой;
- исключение из списка скважин-кандидатов для проведения РИР скважин с монолитными пластами (без глинистой перемычки, разделяющей продуктивный и водонасыщенный пласты);
- оценку минимально необходимого объема нефтецементного раствора с целью избежания кольматации продуктивного пласта.

монты с высокой успешностью. Основным тампонажным материалом при проведении РИР являются цементные растворы на основе цемента марки ПЦТ-100 и I-G, что обусловлено их доступностью и низкой стоимостью. Однако цементный раствор без добавок и образующийся на его основе цементный камень имеют ряд существенных недостатков, снижающих успешность РИР. Особо следует выделить высокую водоотдачу цементного раствора (50 % объема воды, взятой для затворения цемента). Цементный раствор с высокой водоотдачей при движении через проницаемую и трещиноватую среды отфильтровывает значительное количество воды в пласт, что вызывает повышение плотности, преждевременное загустевание, неравномерное схватывание раствора и в целом приводит к снижению качества цементирования. Другим негативным фактором является неселективное действие цементных растворов при закачивании их в пласт, что ухудшает коллекторские свойства пласта. Для устранения указанных недостатков на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» широко применяются нефтецементные растворы. Установлено, что цемент, затворенный на нефтепродуктах, не отверждается в нефтяной среде (независимо от температуры), в то же время он начинает терять текучесть и отверждаться только при контакте с водой, после замещения углеводородной жидкости затворения водой. При этом прочностные характеристики камня, полученного из нефтецементного раствора, не ниже прочностных характеристик камня из обычного цементного раствора на водной основе [2].

Следует отметить, что впервые нефтецементные растворы были применены еще в 1957 г. на промыслах «Карадагнефти» и Чечено-Ингушского совнархоза, далее технология получила широкое применение на месторождениях «Татнефти» и «Башнефти». Со временем нефтецементные работы были вытеснены син-

## Проведение опытно-промысловых работ

Порядок проведения РИР нефтецементными растворами в ООО «РН-Пурнефтегаз» регламентирован инструкцией, разработанной обществом в 2011 г. [3]. Ниже приведен пример применения нефтецементного раствора при проведении РИР в скв. 2031 Барсуковского месторождения.

В феврале 2012 г. в данной скважине, работающей по пласту 2ПК18 (интервалы перфорации 1712-1716 и 1717-1722 м), в результате промыслово-геофизических исследований была обнаружена ЗКЦ из нижележащего водоносного пласта протяженностью 12 м в интервале 1722-1734 м, давление приемистости пласта при этом равнялось нулю. Порядок проведения работ включал следующие этапы.

- Спуск колонны НКТ с пакером на глубину 1690 м (посадка пакера на глубине 1660 м).

- Приготовление 6 м<sup>3</sup> нефтецементного раствора: в мерную емкость агрегата ЦА-320 было набрано расчетное количество нефти и смешано с ПАВ до получения однородного раствора, после чего цемент замесили обычным способом. Цементируемый агрегат ЦА-320 подавал нефтяной раствор в смесительную воронку ЦМ, из которой подавался цемент. Полученный нефтецементный раствор закачали в усреднительную емкость и дополнительно перемешали.

- Закачка в НКТ последовательно: 1 м<sup>3</sup> буфера нефти, 6 м<sup>3</sup> нефтецементного раствора, 1 м<sup>3</sup> буфера нефти и 3,6 м<sup>3</sup> продавочной жидкости. Начальное давление приемистости равнялось нулю, конечное – 15 МПа.

- Срыв пакера, обратная промывка.
- Подъем колонны НКТ на безопасное расстояние (150 м), оставление скважины на ожидание затвердевания цемента под давлением.

В результате проведения работ дебит нефти составил 18,6 т/сут (до РИР он равнялся 2,2 т/сут), обводненность снизилась до 15 % (до РИР – 98 %), количество попутно добываемой воды уменьшилось на 124 м<sup>3</sup>/сут, продолжительность эффекта на 01.01.13 г. – 310 сут, эффект продолжается.

Помимо проведения работ по ликвидации ЗКЦ в ООО «РН-Пурнефтегаз» нефтецементные растворы широко применяются для временной изоляции продуктивного пласта при ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны установкой дополнительной колонны-летучки в случаях, когда башмак колонны-летучки размещается ниже интервала перфорации. При этом средний расход нефтецементного раствора по основной группе пластов ПК18 и ПК19-20 со средней перфорированной толщиной 10-15 м составляет около 5-6 м<sup>3</sup>.

В некоторых случаях для достижения эффекта проводятся неоднократные операции закачивания, что обеспечивает частичную изоляцию продуктивного интервала пласта и препятствует поступлению в продуктивный пласт чистого цементного раствора, применяемого при креплении колонны-летучки.

Результаты анализа таких работ показали, что дебит скважин восстанавливается лишь на 60 % первоначального. Таким образом, для временной изоляции пласта целесообразно применять альтернативные технологии, обеспечивающие сохранение коллекторских свойств пласта, например временно-блокирующие составы [4].

## Заключение

Цементные растворы на нефтяной основе адаптированы для условий месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» и находят широкое применение для устранения заколонной циркуляции. Этому способствует ряд факторов: низкая себестоимость технологии, простота приготовления и закачивания состава, сокращение сроков ремонта.

## Список литературы

1. Исследование негерметичности эксплуатационных колонн геофизическими методами/А.Ю. Пресняков, А.Г. Михайлов, Е.С. Аликин [и др.]/Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9. – С. 29-33.
2. Севостьянов С.И. Новая технология изоляции вод нефтецементными растворами в эксплуатационных скважинах//Нефтепромысловое дело. – 1960. – № 3. – С. 33-34.
3. Инструкция ООО «РН-Пурнефтегаз» «Порядок проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах». – 2001. – 25 с.
4. Корнилов А.В., Нигматуллин Т.Э., Сахань А.В. Обоснование технологий водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах с использованием временных блокирующих составов//Практические аспекты нефтепромысловой химии: Тезисы докладов II Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа, 2012. – С. 50-52.

## References

1. Presnyakov A.Yu., Mikhaylov A.G., Alikin E.S. et al., *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2009, no. 9, pp. 29-33.
2. Sevost'yanov S.I., *Neftepromyslovoe delo*, 1960, no. 3, pp. 33-34.
3. *Instruktsiya* ООО "RN-Purneftegaz". "Poryadok provedeniya remontno-izolyatsionnykh rabot na skvazhinakh" (Instruction of RN-Purneftegaz LLC "Procedure for repair and insulation work on wells"), 2001, 25 p.
4. Kornilov A.V., Nigmatullin T.E., Sakhan' A.V., *Proceedings of Second All-Russian Scientific Conference "Prakticheskie aspekty neftepromyslovoy khimii"* (Practical aspects of oilfield chemicals), Ufa, 2012, pp. 50-52.

# Получение трансформаторного масла ГК в процессе изодепарафинизации

Д.Н. Герасимов, В.В. Фадеев, к.х.н., А.Н. Логинова, к.х.н., С.В. Лысенко, д.х.н.  
(ООО «РН-ЦИР»)

**Ключевые слова:** трансформаторное масло, изодепарафинизация, катализатор, цеолит, ZSM-23, ZSM-5.  
**Key words:** transformer oil, isodewaxing, catalyst, zeolite, ZSM-23, ZSM-5.

**Адреса для связи:** gerasimovdn@rn-rdc.ru, fadeevvv@rn-rdc.ru, loginovaan@rn-rdc.ru, lysenkosv@rn-rdc.ru

## Введение

Каталитическая депарафинизация и изодепарафинизация – промышленные гидрокаталитические процессы, направленные на улучшение низкотемпературных свойств масел и дизельных топлив. Каталитическая депарафинизация позволяет понижать температуру текучести за счет селективного гидрокрекинга *n*-парафинов сырья, имеющих высокие температуры застывания. Недостаток процесса – невысокий выход целевых продуктов вследствие того, что *n*-парафины крекируются до легких углеводородов. Основным компонентом катализаторов депарафинизации, как правило, является цеолит ZSM-5 [1]. Каталитическая депарафинизация входит в состав комплекса гидрокаталитических процессов, реализованных в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» (ОАО «АНХК»), для получения трансформаторного масла ГК. Технология получения этого масла включает следующие стадии:

- гидрокрекинг вакуумного газойля;
- разделение продуктов гидрокрекинга с выделением фракции 280 °С-КК;
- совмещенный процесс каталитической депарафинизации и гидрофинишинга фракции 280 °С-КК с получением базовой основы трансформаторного масла (БОТМ) ГК.

Данная технология обеспечивает получение трансформаторного масла очень высокого качества, востребованного и конкурентоспособного на мировом рынке по своим эксплуатационным характеристикам. Однако она имеет некоторые недостатки: сред-

ний массовый выход стабильного катализатора надлежащего качества на стадии каталитической депарафинизации не превышает 70 %, процесс проходит при невысокой объемной скорости подачи сырья на катализатор.

Основой процесса изодепарафинизации являются реакции гидроизомеризации *n*-парафинов. Получаемые при этом изопарафины остаются в составе целевого продукта, что обеспечивает получение депарафинированных масел и топлив с более высокими выходами по сравнению с процессом каталитической депарафинизации. Согласно литературным данным наиболее высокую активность и селективность в процессах гидроизомеризации длинноцепочечных парафинов нормального строения проявляют бифункциональные катализаторы на основе цеолитов специфичной структуры. Такие цеолиты обладают одномерной системой пор и 10-членными – SAPO-41 [2, 3], SAPO-11 [1-3], ZSM-22 [2, 3], ZSM-23 [4-6] – или малыми 12-членными кольцами – SAPO-31 [3, 7] в устьях каналов, не имеющих больших полостей. Размеры устьев каналов, составленных из 10- или 12-членных колец, варьируются от 4 до 7 Å. В состав катализаторов на основе этих цеолитов вводят такие металлы, как платина, палладий и никель.

Данная работа посвящена получению опытного образца трансформаторного масла ГК в процессе изодепарафинизации с последующим гидрофинишингом. В качестве сырья была использована фракция 280 °С-КК, выделенная из продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля в ОАО «АНХК».

## Каталитические депарафинизация и изодепарафинизация

В настоящее время в лаборатории нефтепереработки ООО «РН-ЦИР» разрабатываются катализаторы изодепарафинизации топлив и масел. В частности, в рамках проводимых исследований был создан высокоэффективный катализатор изодепарафинизации масляных фракций IDW-620Hi. Проведено сравнение показателей работы этого катализатора с катализаторами изодепарафинизации (Pt/(ZSM-23- $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)) и депарафинизации (Pt/(ZSM-5- $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)) (табл. 1). Следует отметить, что катализатор, представляющий собой 0,3 % платины (по массе), нанесенной на носитель, содержащий 20 % цеолита ZSM-23 (по массе) и 80 %  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (по массе), продемонстрировал наиболее высокие показатели работы среди катализаторов типа Pt/(ZSM-23- $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), испытанных в процессе изодепарафинизации в рамках работы [6]. При проведении каталитических испытаний в качестве сырья использовали фракцию 280 °С-КК, выделенную из продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля. Эта же фракция является сырьем совмещенного процесса каталитической депарафинизации и гидрофинишинга, используемого для получения БОТМ в ОАО «АНХК». Основные характеристики сырьевой фракции, описание каталитической установки и методики проведения испытаний приведены в работе [6]. Условия лабораторных испытаний катализаторов были близки к используемым в процессе каталитической депарафинизации, который входит в состав технологии получения трансформаторного масла ГК: давление 3,0 МПа, объемная скорость подачи сырья 1,5 ч<sup>-1</sup>, соотношение водород/сырье 500:1 нл/л, объем катализатора 10 см<sup>3</sup>. Испытания проводили в режиме скрининга – при ступенчатом подъеме температуры процесса с шагом 10 °С и выдержкой на каждой ступени в течение 3 ч для накопления пробы продукта.

Таблица 1

Катализатор			Температура процесса, °С	Массовый выход депарафинированного продукта, %	Температура текущей продукта, °С
Массовое содержание Pt, %	Тип цеолита	Массовое содержание цеолита в носителе, %			
IDW-620Hi			360	91,5	-24
			390	86,5	-39
			400	82,8	-51
0,3	ZSM-23	20	300	94,1	-24
			340	75,2	-45
			350	71,5	-54
0,3	ZSM-5	40	230	79,1	-27
			240	71,8	-42
			245	69,1	-57

Как видно из табл. 1, рабочие температуры катализатора IDW-620Hi были выше температур других исследованных образцов, однако он обеспечивал получение продуктов изодепарафинизации с температурами текучести, удовлетворяющими требованиям ТУ 38.1011025-85 на трансформаторное масло ГК (не выше -45 °С) с более высокими выходами. Таким образом, он может считаться более эффективным катализатором процесса.

## Испытания катализатора IDW-620Hi на стабильность

Результаты эксперимента по изучению стабильности катализатора IDW-620Hi в процессе изодепарафинизации фракции 280 °С-КК представлены на рис. 1. В этом опыте была использована загрузка 35 см<sup>3</sup> катализатора.

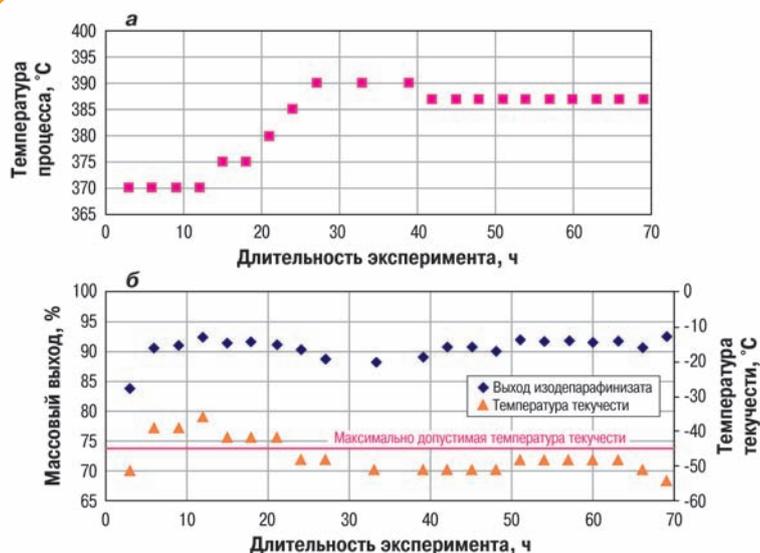


Рис. 1. Изменение температуры процесса (а), массового выхода и температуры текучести продуктов изодепарафинизации (б) в ходе испытаний катализатора IDW-620Hi на стабильность

Катализатор был выведен на стационарный режим работы через 39 ч после начала эксперимента. В течение периода приработки катализатора температуру процесса постепенно повышали до рабочих значений. После достижения стационарного режима работы катализатор IDW-620Hi обеспечивал требуемые температуры текучести продуктов при стабильно высоких значениях выхода продукта.

Следует отметить, что в испытаниях на стабильность катализатор IDW-620Hi обеспечивал более высокие выходы продуктов с требуемой температурой текучести при более низких температурах процесса по сравнению с работой в режиме скрининга. Так, при температуре процесса 387 °С средний мас-

совый выход изодепарафинизата с температурой текучести  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  составил 91,4 %, что значительно выше показателей, достигнутых в ходе испытаний этого же катализатора в режиме скрининга.

В рамках испытаний было наработано 4 л изодепарафинизата, который имел температуру текучести  $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$  и температуру вспышки в закрытом тигле  $138\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что соответствует требованиям ТУ 38.1011025-85 на трансформаторное масло ГК.

## Гидрофинишинг продуктов изодепарафинизации

Образцы изодепарафинизатов, полученные в ходе скрининговых испытаний катализатора IDW-620Ni, были дополнительно исследованы с использованием метода IP 391, предназначенного для определения содержания ароматических углеводородов различных типов (рис. 2).

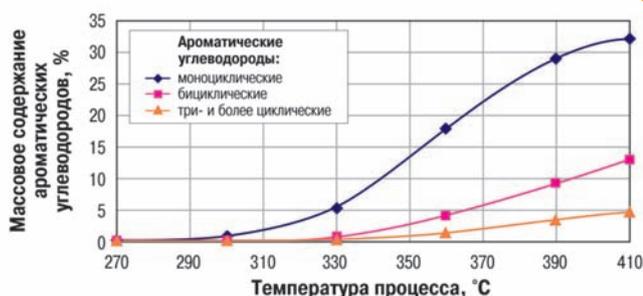


Рис. 2. Содержание ароматических углеводородов в продуктах изодепарафинизации в зависимости от температуры процесса

Как видно из полученных данных, повышение температуры изодепарафинизации выше  $330\text{ }^{\circ}\text{C}$  ведет к резкому увеличению содержания ароматических углеводородов в продуктах процесса. Можно предположить, что при изодепарафинизации параллельно с реакциями гидроизомеризации протекают реакции дегидрирования нафтеновых и, возможно, конденсации ароматических углеводородов. Считается, что высокое содержание ароматических углеводородов отрицательно отражается на окислительной стабильности масел [1]. Следовательно, для улучшения качества продуктов изодепарафинизации требуется их последующий гидрофинишинг.

В процессе гидрофинишинга был использован катализатор на основе благородных металлов, разработанный в лаборатории нефтепереработки ООО «РН-ЦИР». Показатели процесса гидрофинишинга изодепарафинизата, наработанного в ходе испытаний на стабильность катализатора IDW-620Ni, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Объемная скорость подачи сырья, $\text{ч}^{-1}$	Температура процесса, $^{\circ}\text{C}$	Массовое содержание ароматических углеводородов согласно методу IP 391, %			Всего
		моноциклических	бициклических	три- и более циклических	
Сырье гидрофинишинга		29,6	9,2	3,3	42,1
2	150	5,6	0,0	0,0	5,6
2	180	1,4	0,0	0,0	1,4
2	200	0,4	0,0	0,0	0,4
2	220	0,0	0,0	0,0	0,0
4	220	1,4	0,0	0,0	1,4
4	230	1,1	0,0	0,0	1,1
4	240	1,0	0,0	0,0	1,0

Примечание. Условия процесса: давление 4 МПа, соотношение водород/сырье 1000:1 нл/л.

Изменение таких параметров процесса, как температура и объемная скорость подачи сырья, позволяло получать продукты гидрофинишинга с различным остаточным содержанием ароматических углеводородов. Гидрофинишинг основного количества наработанного изодепарафинизата был проведен при температуре  $230\text{ }^{\circ}\text{C}$  и объемной скорости подачи сырья  $4\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ . Эти условия обеспечивали практически полное гидрирование ароматических углеводородов сырья, что подтверждает высокую эффективность использованного катализатора. Полученный продукт гидрофинишинга имел температуру текучести  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ , массовое содержание ароматических соединений 0,8 % и температуру вспышки в закрытом тигле  $128\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Для доведения температуры вспышки продукта до нормативных значений была проведена дополнительная вакуумная стабилизация. Массовый выход конечного продукта (БОТМ) составил около 91 % в расчете на сырье процесса изодепарафинизации – фракцию  $280\text{ }^{\circ}\text{C}$ -КК. Перед проведением анализов полученного продукта к нему было добавлено 0,28 % (по массе) ингибитора окисления «Агидол-1».

## Физико-химические и эксплуатационные характеристики опытного образца трансформаторного масла ГК

Определение физико-химических и эксплуатационных характеристик опытного образца трансформаторного масла ГК, наработанного с использованием процессов изодепарафинизации и гидрофинишинга, было проведено в аналитической лаборатории ООО «РН-ЦИР» и Испытательном центре – Управлении контроля качества ОАО «АНХК» (табл. 3).

Как видно из табл. 3, по своим основным характеристикам опытный образец соответствовал требованиям ТУ 38.1011025-85 на трансформаторное масло ГК. Массовая доля осадка при испытании образца на стабильность против окисления в течение 500 ч – это единственный показатель, значение кото-

Таблица 3

Показатели	Норма по ТУ 38.1011025-85	Результат измерений
<b>Физические</b>		
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре, °С:		
50	≤ 9	5,7
40	≤ 12	7,6
-30	≤ 1200	323
Плотность при температуре 15°С, кг/м <sup>3</sup>	≤ 895	845,6
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С	≥ 135	136
Температура текучести, °С	≤ -45	-45
Поверхностное натяжение при температуре 25°С, мН/м	≥ 40	46
Цвет, ед. ЦНТ	≤ 1,0	0,5
<b>Химические</b>		
Кислотное число, мг КОН/г масла	≤ 0,01	Отсутствие
Содержание серы, %	Не нормируется. Определение обязательно	< 0,0017
Испытание корродирующего действия на пластинку из меди марки М1К или М-2 по ГОСТ 859	Выдерживает	Выдерживает
Массовая доля ингибитора окисления, %	0,25-0,40	0,28
Содержание 2-фурфуrolа, мг/кг	≤ 0,1	< 0,05
<b>Электрические</b>		
Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90 °С, %	≤ 0,5	0,03
<b>Стойкость к окислению</b>		
Стабильность против окисления (155 °С, 14 ч, 50 мл/мин):		
масса летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН/г масла	≤ 0,04	0,015
массовая доля осадка, %	≤ 0,015	0,0054
кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла	≤ 0,1	0,04
Стабильность против окисления (500 ч):		
общее кислотное число, мг КОН/г масла	≤ 0,15	0,08
массовая доля осадка, %	≤ 0,005	0,006
тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90 °С, %	≤ 15	0,5

рого незначительно отличалось от нормативных требований. Можно предположить, что этот показатель может быть улучшен путем внесения дополнительного количества ингибитора окисления в базовую основу масла в рамках концентраций, допустимых по ТУ 38.1011025-85.

## Заключение

В рамках исследования было наработано 4 л опытного образца трансформаторного масла ГК в процессе изодепарафинизации и последующего гидрофинишинга фракции 280 °С-КК, выделенной из продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля в ОАО «АНХК». Полученный образец по основным показателям соответствовал требованиям ТУ 38.1011025-85. Массовый выход базовой основы трансформаторного масла при последовательном каталитическом превращении фракции 280 °С-КК в процессах изодепарафинизации и гидрофинишинга составил около 91 %, что значительно выше имеющихся показателей в ОАО «АНХК» (не более 70 %).

В процессе изодепарафинизации был использован катализатор IDW-620Hi, разработанный в лаборатории нефтепереработки ООО «РН-ЦИР» и обеспечивающий более высокие показатели процесса по сравнению с платиносодержащими катализаторами на основе цеолитов ZSM-23 и ZSM-5. Проведенные испытания показали высокую стабильность катализатора IDW-620Hi в процессе изодепарафинизации.

Представленные данные свидетельствуют о том, что использование процесса изодепарафинизации с последующим гидрофинишингом в технологии получения трансформаторного масла ГК является перспективным и может значительно повысить выход целевого продукта.

Список литературы

## Список литературы

1. Lynch T.R. Process chemistry of lubricant base stocks. - Canada, Mississauga: CRC Press, 2008. - 369 p.
2. The shape selectivity of paraffin hydroconversion on TON-, MTT-, and AEL-type sieves/ T.L.M. Maesen, M. Schenk, T. J. H. Vlught хуе фдью//Journal of Catalysis. - 1999. - V.188. - P. 403-412.
3. Deldari H. Suitable catalysts for hydroisomerization of long-chain normal paraffins // Applied Catalysis A. - 2005. - V.293. - P. 1-10.
4. Handbook of Heterogeneous Catalysis/ G. Ertl, H. Knözinger, F. Schüth, J. Weitkamp. - Germany, Weinheim: WILEY-VCH, 2008. - 3865 p.
5. Skeletal isomerization of octadecane on bifunctional ZSM-23 zeolite catalyst/ W. Huybrechts, G. Vanbutsele, K.J. Houthoofd [et al.]// Catalysis Letters. - 2005. - V.100. - P. 235-242.
6. Катализаторы на основе цеолита ZSM-23 в процессе изодепарафинизации масляного сырья Д.Н. Герасимов, В.В. Фадеев, А.Н. Логинова, С.В. Лысенко // Катализ в промышленности. - 2013. - №1. - С. 26-34.
7. Influence of crystallinity on the physico-chemical properties of SAPO-31 and hydroconversion of n-octane over Pt loaded catalysts/ O.V. Kikhtyanin, A.V. Toktarev, A.B. Ayupov, G.V. Echevsky // Applied Catalysis A: General. - 2010. - V.378. - P. 96-106.

## References

1. Lynch T.R., Process chemistry of lubricant base stocks, Mississauga: CRC Press, 2008, 369 p.
2. Schenk M., Shape selectivity in zeolites, Department of Chemical Engineering, Faculty of Science. University of Amsterdam, 2003.
3. Deldari H., Applied Catalysis A, 2005, V. 293, pp. 1-10.
4. Ertl G., Knözinger H., Schüth F., Weitkamp J., Handbook of Heterogeneous Catalysis, 2nd ed., WILEY-VCH, 2008.
5. Huybrechts W., Vanbutsele G., Houthoofda K.J., Bertinchamps F., Laxmi Narasimhan C.S. et al., Catalysis Letters, 2005, V. 100, pp. 235-242.
6. Gerasimov D.N., Fadeev V.V., Loginova A.N., Lysenko S.V., Kataliz v promyshlennosti - Catalysis in Industry, 2013, no. 1, pp. 26-34.
7. Kikhtyanin O.V., Toktarev A.V., Ayupov A.B., Echevsky G.V., Applied Catalysis A: General, 2010, V. 378, pp. 96-106.

# Рефераты

## Выпуск 31 (апрель – июнь 2013 г.)

**Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керн Приобского месторождения**  
В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин, А.В. Якасов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Представлены результаты лабораторных экспериментов по стационарной фильтрации флюидов в низкопроницаемых коллекторах. Для разных типов экспериментов для каждого образца керн получена зависимость скорости фильтрации от градиента давления. Показано, что при низких градиентах давления наблюдается отклонение от линейного закона фильтрации Дарси. Предложен способ оценки данного отклонения в зависимости от проницаемости породы.

**Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения**  
В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских, А.В. Якасов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), К.В. Торопов (ОАО «НК Роснефть»)

С использованием расчетного модуля в корпоративном гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» проведено математическое моделирование нескольких вариантов зависимостей скорости фильтрации от градиента давления в области низких градиентов. Выполнена оценка влияния нелинейных эффектов на технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов.

**Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керн Приобского месторождения**  
В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

В результате лабораторных экспериментов показано, что фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси, величина которого с уменьшением проницаемости становится значительной. Приведена краткая обзорная информация об экспериментальных работах по изучению нелинейной фильтрации.

**Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Численная схема, анализ устойчивости и сходимости**  
О.С. Борщук (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), В.П. Житников (УГАТУ)

Представлены результаты численного гидродинамического моделирования низкопроницаемых коллекторов с учетом нелинейных эффектов фильтрации. Проведен анализ устойчивости численной схемы и ее сходимости. Расчеты проведены в корпоративном гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ». Показана необходимость учета нелинейных эффектов фильтрации при проектировании разработки.

**Получение трансформаторного масла ГК в процессе изодепарафинизации**  
Д.Н. Герасимов, В.В. Фадеев, А.Н. Логинова, С.В. Лысенко (ООО «РН-ЦИР»)

Получен опытный образец трансформаторного масла ГК в процессе изодепарафинизации и последующего гидрофинишинга фракции 280 °С-КК продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля. В процессе изодепарафинизации был использован катализатор IDW-620Hi, разработанный в ООО «РН-ЦИР» и обеспечивающий более высокую эффективность процесса по сравнению с платиносодержащими катализаторами на основе цеолитов ZSM-23 и ZSM-5.

**Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Analysis and interpretation of laboratory core examination for Priobskoye oilfield**

V.A. Baikov, R.R. Galeev, A.V. Kolonskikh, A.K. Makatrov, M.E. Politov, A.G. Telin, A.V. Yakasov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

The results of laboratory study of steady-state filtration into low-permeability reservoirs are given. Filtration curves (filtration rate dependency on the pressure gradient) are obtained for each experiment type and each core sample. It is shown that under low pressure gradient the nonlinear dependence takes place. Authors proposed a method for this deviation assessment according to rock permeability.

**Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Impact on the technological parameters of the field development**

V.A. Baikov, R.R. Galeev, A.V. Kolonskikh, A.V. Yakasov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa), K.V. Toropov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The mathematical modeling of several variants of the filtration rate dependency on the pressure gradient at low gradients has been carried out using the calculation module of corporate reservoir simulator RN-KIM. The influence of nonlinear effects on the technological characteristics of the development of low-permeability reservoirs has been estimated.

**Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory core examination for Priobskoye oilfield**

V.A. Baikov, A.V. Kolonskikh, A.K. Makatrov, M.E. Politov, A.G. Telin (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

The results of laboratory study of steady-state filtration into low-permeability reservoir of Priobskoye field are given. It is shown that in low-permeability reservoirs filtration varies from Darcy linear filtration low. Experimental works aimed to nonlinear filtration study are shortly reviewed.

**Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Numerical scheme, analysis of stability and convergence**

O.S. Borshchuk (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa), V.P. Zhitnikov (Ufa State Aviation Technical University, RF, Ufa)

The results of hydrodynamic simulation for low-permeability reservoirs are given taking into account nonlinear filtration effects. Analysis of scheme stability and convergence is carried out. The necessity of taking into account nonlinear filtration effects in the design of field development has been shown.

**GK-grade transformer oil production by isodewaxing**

D.N. Gerasimov, V.V. Fadeev, A.N. Loginova, S.V. Lysenko (United Research and Development Centre LLC, RF, Moscow)

Abstract:

The 280 °С-FBP cut of hydrocracked vacuum gasoil was processed in isodewaxing and hydrofinishing to produce GK-grade transformer oil. IDW-620Hi catalyst used in isodewaxing process was developed in LLC «RN-RD Centre» and performed better than platinum ZSM-23 и ZSM-5 based catalysts.

**Оценка влияния закачки пресной воды на эффективность разработки засоленных коллекторов**  
В.А. Гринченко (ООО «ТННЦ»)

Представлены результаты работ по изучению процессов рассоления (изменения порового пространства) при закачке пресной воды в терригенный засоленный пласт Вч Верхнечонского месторождения. Приведен расчет кинетического коэффициента растворения и зависимости изменения проницаемости от массы отмытой соли. Дана оценка влияния рассоления на технологические показатели разработки и конечную нефтеотдачу.

**Методы исследования трещины авто-ГРП в нагнетательных скважинах**

О.В. Евсеев, А.В. Колонских, И.Д. Латыпов, Э.К. Уматов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Рассмотрены методы диагностики явления автоГРП в нагнетательных скважинах, результаты которых используются для адаптации расчетных моделей образования трещин автоГРП.

**Геомеханические исследования баженовской свиты**

И.Д. Латыпов, Р.А. Исламов, Д.Д. Сулейманов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Обобщены результаты геомеханических исследований баженовской свиты на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Установлены особенности геометрических параметров созданных трещин при проведении ГРП. Выявлена корреляционная зависимость продуктивности от суммарной толщины кремнистых пород средней и нижней частей баженовской свиты.

**Восстановление герметичности эксплуатационной колонны стеклопластиковой колонной-летучкой**

Т.Э. Нигматуллин, А.Ю. Пресняков, В.А. Стрижнев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), В.И. Никишов (ОАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрено совершенствование технологии устранения протяженных интервалов негерметичности эксплуатационной колонны. Предложено применение колонны-летучки, изготовленной из стеклопластиковых труб.

**Обоснование необходимости учета эффектов изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов**

А.И. Федоров, А.Р. Давлетова, А.В. Колонских (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), К.В. Торопов (ОАО «НК «Роснефть»)

Обоснована необходимость учета геомеханических эффектов для прогнозирования развития техногенных трещин. Представлен алгоритм расчета напряженно-деформированного состояния пласта для определения ориентации трещины первичного ГРП, а также траектории роста трещины автоГРП.

**Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ с применением нефтецементных растворов на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз»**

В.А. Шайдуллин, А.Ю. Пресняков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), С.А. Костюченко, А.С. Бурмистров (ООО «РН-Пурнефтегаз»)

Представлен опыт проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) нефтецементными растворами в ООО «РН-Пурнефтегаз». Приведен пример применения данной технологии в скважине Барсуковского месторождения. Показаны результаты, полученные в ООО «РН-Пурнефтегаз» в период 2008-2012 гг.

**Методы повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин Мишкинского месторождения**

А.М. Шайхулов, Р.М. Гилемзянов (ОАО «Удмуртнефть»)

Несмотря на разнообразие применяемых составов и технологий при ежегодном увеличении объема проводимых водоизоляционных работ, число обводненных скважин на Мишкинском месторождении растет в 1,5-2,0 раза быстрее. Существующие методы борьбы с преждевременным обводнением скважин часто оказываются малоэффективными, что связано со сложностью решения поставленных задач и несоответствием выбора скважин, технологий водоизоляционных работ.

**Estimate of fresh water injection impact on the performance of salty reservoirs development**

V.A. Grinchenko (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The article reviews the results of work on dissolution process study (variation of porous media) with fresh water injection into clastic Vch formation of Verkhnechonskoe field. An estimate of input data for modeling is presented based on the experiment results. Dissolution impact on development and ultimate oil recovery is estimated.

**Water injection wells fractures diagnostic techniques**

O.V. Evseev, A.V. Kolonskikh, I.D. Latypov, E.K. Umatov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

This article describes methods of diagnosing of fractures that has been induced in the injection wells, the results of which are used for models adaptation that describes the fractures in the injection wells.

**Geomechanical study of the Bazhenov formation**

I.D. Latypov, R.A. Islamov, D.D. Sulejmanov (UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

Article is devoted to generalization of the results of geomechanical study of the Bazhenov formation carried out on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. The features of the geometric parameters of fractures created by hydraulic fracturing are established. A correlation between the productivity and the total capacity of siliceous rocks of the middle and lower parts of the Bazhenov formation are established.

**Casing leak repair using fiberglass scab liner**

T.E. Nigmatullin, A.Yu. Presnyakov, V.A. Strizhnev (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),

V.I. Nikishov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The paper considers advancement in casing leak repair using fiberglass scab liner. Its landing down the hole solves the same problems as use of steel scab liner but device developed has much higher corrosion resistance and could be easily withdrawn by drilling-out.

**Justification of the necessity to consider the effects of changes in the formation stress state in the low permeability reservoirs development**

A.I. Fedorov, A.R. Davletova, A.V. Kolonskikh (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),

K.V. Toropov (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The necessity of geomechanical modeling for fracture growth forecasting is noted. The formation stress-strain state modeling algorithm for determination of primary hydraulic fracture orientation is presented in the paper. Also the algorithm for calculation of fracture growth trajectory is presented.

**Water Reduction Treatments Using Oil-Cement Slurries – Case Histories from RN-Purneftegaz LLC**

V.A. Shaidullin, A.Yu. Presnyakov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa), S.A. Kostyuchenko, A.S. Burmistrov (RN-Purneftegaz LLC, RF, Gubkinsky)

The paper gives successful practices of water reduction treatments using oil-cement slurries in RN-Purneftegaz LLC. Case of the method utilization in well of Barsukovskoye field is put. Outcomes of the method utilization from 2008 till 2012 are presented.

**Methods of horizontal wells operations efficiency increase at Mishkinskoye oilfield**

A.M. Shajkhulov, R.M. Gilemzyanov (Udmurtneft JSC, RF, Izhevsk)

Despite the existence of various compositions and technologies and the annual increase of ongoing water shutoff, the number of flooded wells at Mishkinskoye field is growing by 1.5-2.0 times faster than the predicted value. Existing methods of dealing with premature flooding of wells are often ineffective, due to the complexity of addressing disaster flooding of wells, the mismatch selection of wells and water shutoff technology.