

УДК 622.244

**Разработка стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы
ванны с помощью планирования эксперимента
по методу Бокса — Бенкена**

**А. Д. Шаляпина^{1*}, Д. В. Шаляпин², Д. Л. Бакиров^{1, 2}, М. М. Фаттахов²,
Э. В. Бабушкин^{1, 2}, В. Г. Кузнецов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru

Аннотация. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважин при бурении в глинисто-аргиллитовых горных породах является актуальной научно-производственной задачей для предприятий Западной Сибири. Процесс строительства боковых стволов в интервалах, сложенных глинистыми породами, включает большое количество дополнительных мероприятий, направленных на стабилизацию стенок скважин. Проанализированы скважины, бурение которых было осложнено осыпями и обвалами. Это позволило определить, что до 50 % непроизводительного времени уходит на ликвидацию осложнений, вызванных потерей устойчивости глинистых минералов. Установлено, что для минимизации риска потери стабильности стенок скважины необходимо разработать состав ванны, обладающей высоким ингибирующим действием. Для ускорения процесса создания рецептуры был применен метод планирования эксперимента Бокса — Бенкена, что позволило наиболее полно исследовать синергетическое взаимодействие компонентов и влияние термобарических условий. Результатом работы стала разработка оптимального состава ванны, которая позволяет стабилизировать реактивные глины более чем на 13 часов, что достаточно для проходки осложненных интервалов.

Ключевые слова: целостность ствола скважины; устойчивость стенок; глинисто-аргиллитовые горные породы; закрепляющая пачка; ингибирование

**Developing stabilizing clay-mudstone bath by planning an experiment using
the Box — Behnken method**

**Adelya D. Shalyapina^{1*}, Denis V. Shalyapin², Daniyar L. Bakirov^{1,2},
Marsel M. Fattahov², Eduard V. Babushkin^{1, 2}, Vladimir G. Kuznetsov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru

Abstract. The actual scientific and production task is the prevention of loss wellbore stability for West Siberia companies. The process of well drilling in clay intervals is consisting of many additional actions for stabilization wellbore. There is analysis of wells with problems due to caving and falling in this article. It was allowed to determine that almost 50 % of drilling time is non-production time, which connects with clay warping. The design of new inhibitory bath compound is necessary to avoid loss wellbore stability. It was applied Box-Behnken method for

planning of experiment and for a mathematical analysis of synergistic effects components and thermo-baric conditions among each other. The result of this work is the development of the optimal composition of the bath to stabilize clay rocks for more than 13 hours, which is enough for drilling complicated intervals.

Key words: safety of wellbore; wellbore stability; claystone rocks; fixing pack; inhibition

Введение

Строительство скважин в горных породах, склонных к пластическому течению при воздействии фильтрата бурового раствора, осложнено потенциальными рисками возникновения осыпей, обвалов и плывунов, что в итоге может привести к потере бурового инструмента и ствола скважины в целом [1, 2].

Объект исследования

Анализ производственного опыта бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири показал, что строительство скважин в интервалах глинисто-аргиллитовых горных пород зачастую осложнено различными типами аварий и осложнений, на ликвидацию которых уходит до 10 % времени строительства скважин, а на ликвидацию осыпей и обвалов — до 50 % непроизводительного времени [3, 4]. Использование буровых растворов на водной основе приводит к фильтрации свободной воды в уплотненные глинистые минералы, что является причиной набухания, дезинтеграции и в конечном счете обрушения ствола скважины [5, 6].

Бурение боковых стволов с большими значениями зенитных углов в интервалах глинисто-аргиллитовых пород (например, разбуривание покачевско-савуйской пачки глин — пласта БВ₁ Ватъеганского месторождения) является основной зоной возникновения проблем, связанных с потерей стабильности стенок скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Западной Сибири. Наиболее частые осложнения в данных интервалах — это осыпи и обвалы, на ликвидацию которых затрачивается значительное время, включающее такие операции, как шаблонировка и проработка ствола скважины. На сегодняшний день проведение данных операций необходимо для исключения затяжек, посадок и прихватов при бурении и спуске хвостовика [7, 8]. Однако большие запасы нефти и газа в группе пластов БВ₁₋₂ требуют от промышленности искать технологические решения по уменьшению непроизводительного времени строительства скважин путем разработки новых стабилизирующих составов для предотвращения и ликвидации осложнений.

Планирование многофакторного эксперимента и разработка состава стабилизирующей ванны

До начала проведения исследования была сформирована матрица планирования трехуровневого эксперимента по методу Бокса — Бенкена, состоящая из 62 опытов, которые необходимы для наиболее полного определения характеров влияния входных параметров [9, 10]. Итогом математической обработки результатов исследования является функция отклика (1) (уравнение регрессии), состоящая из X_n факторов (n — число влияющих

переменных), связанных линейными, квадратичными или иными взаимодействиями с выходным параметром Y_k (k — количество исследуемых значений) на основе N числа опытов.

$$Y_k = a_{ok} + \sum_{i=1}^n a_{ik} X_i + \sum_{i < j}^n a_{ijk} X_i X_j + \sum_{i=1}^n a_{iik} X_i^2, j = 1 \dots n, \quad (1)$$

где a_i — весовые коэффициенты; X_i — значения входных параметров; i — количество входных параметров; k — целевой параметр.

Матрица планирования эксперимента состоит из закодированных величин: максимальному значению соответствует 1, среднему 0, минимальному –1. Необходимо отметить, что использование метода Бокса — Бенкена позволяет значительно сократить количество проводимых опытов при анализе влияния большого количества факторов в отличие от двухуровневых ортогональных планов, а также включать в выходное уравнение нелинейные зависимости [11, 12].

В таблице 1 представлены уровни варьирования входных факторов, выбор которых происходил с учетом производственного опыта. Значения уровней установлены, исходя из предположения, что оптимальная концентрация реагентов окажется на базовом уровне, а установленные термобарические условия не повлияют на результат.

Таблица 1

Уровни варьирования входных факторов

Фактор	Мин.	Нулевой	Макс.	Интервал варьирования
Структурообразователь	1	2,5	4	1,5
Реагент крепящего действия	3,3	6,3	9,3	3
Солевой ингибитор	8,7	12,7	16,7	4
Угледородный ингибитор	1,2	2,2	3,2	1
Гидрофобизатор	0,1	0,2	0,3	0,1
Давление, МПа	10	15	20	5
Температура, °C	55	70	85	15

Следующий этап — это проведение экспериментов в лаборатории для определения времени стабильного состояния (целевой параметр) глинистого материала при обработке ванной предложенного компонентного состава после воздействия полимер-глинистого бурового раствора, который является основным видом промывочной жидкости при бурении боковых стволов в Вартовском стратиграфическом разрезе. В случайном порядке были проведены 62 опыта для уменьшения влияния субъективного фактора с учетом вовлечения в эксперимент всех факторов на разных уровнях варьирования.

Суть экспериментов заключалась в следующем.

1. Подготавливались спрессованные образцы кернового материала, изготовленные из низкопроницаемого алевролита, отобранного из пласта БВ₁ Ватьеганского месторождения.

2. Приготовленный образец для установки в фильтр-пресс НТНР и для повышения герметичности по периметру заливался эпоксидной смолой (рис. 1).

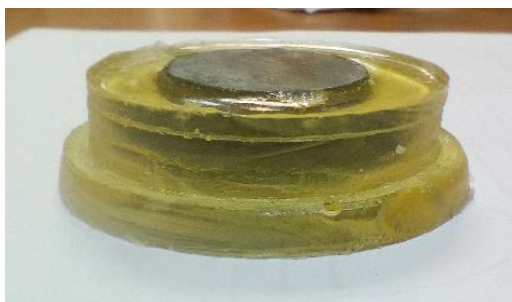


Рис. 1. Керн в эпоксидной смоле

3. После керновый материал помещался в фильтр-пресс, способный имитировать пластовые давление и температуру. Подавалось давление в верхнюю камеру, и повышалась температура до необходимого уровня.

4. На выходе из нижней камеры устанавливался манометр для контроля давления под керновым образцом и измерялось время устойчивого состояния, то есть время, за которое давление над и под глинистым образцом не менялось.

Таким способом были проанализированы солевой раствор натрия, биополимерный хлоркалийевый раствор, пресная вода и закрепляющая ванна с различным содержанием компонентов. Результаты были добавлены в матрицу планирования эксперимента (рис. 2) для дальнейшей работы в программном обеспечении Statistica.

Входные параметры и результаты лабораторного эксперимента									
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	2,5	6,3	12,7	1,2	0,1	10	70	10,996	
2	2,5	6,3	12,7	3,2	0,1	10	70	12,812	
3	2,5	6,3	12,7	1,2	0,3	10	70	10,996	
4	2,5	6,3	12,7	3,2	0,3	10	70	12,812	
5	2,5	6,3	12,7	1,2	0,1	20	70	10,996	
6	2,5	6,3	12,7	3,2	0,1	20	70	12,812	
7	2,5	6,3	12,7	1,2	0,3	20	70	10,996	
8	2,5	6,3	12,7	3,2	0,3	20	70	12,812	
9	1	6,3	12,7	2,2	0,2	10	55	10,996	
10	4	6,3	12,7	2,2	0,2	10	55	12,913	
11	1	6,3	12,7	2,2	0,2	20	55	10,996	
12	4	6,3	12,7	2,2	0,2	20	55	12,913	
13	1	6,3	12,7	2,2	0,2	10	85	10,996	
14	4	6,3	12,7	2,2	0,2	10	85	12,913	
15	1	6,3	12,7	2,2	0,2	20	85	10,996	

Рис. 2. Результирующая матрица

После проведения химических опытов был выполнен статистический анализ с использованием алгоритмов по обработке данных многофакторного эксперимента для получения различных математических параметров: коэффициенты регрессии, весовые коэффициенты, тип взаимодействия

факторов, качество созданной модели и т. д. Отличительная особенность статистической обработки информации в программных комплексах заключается в том, что возможно оперативно находить нелинейные взаимодействия, как между входными параметрами, так и между предикторами и итоговой переменной, поэтому модель учитывает линейные и нелинейные взаимодействия входных параметров на целевой показатель, что повышает качество прогноза [13–15]. Помимо этого, статистическая обработка данных позволяет определить синергетическое взаимодействие переменных и времени стабильного состояния глинистого образца путем создания поверхностей отклика, на которых видно изменение целевой переменной при изменении предикторов [16]. Согласно расчетам, качество модели (коэффициент детерминации скорректированный) составило 97 %.

Для демонстрации результатов проведенных расчетов в программном продукте Statistica используется таблица 2 с итоговыми коэффициентами регрессии, где указывается степень влияния (величина коэффициента) и тип взаимодействия (Л — линейный или Кв. — нелинейный: степенной, логарифмический и т. д.) [17]. Установлено, что термобарические условия осложненных интервалов не оказывают существенного влияния на процесс стабилизации глинисто-аргиллитовых горных пород, таким образом, предлагаемый состав ингибирующей ванны термостабилен в пластовых условиях.

Таблица 2

Таблица результатов регрессионного анализа

Фактор (тип взаимодействия)	$R^2_{\text{приведенный}} = 0,97$	
	Коэффициент регрессии	Уровень значимости
b_0	11,37	
Структурообразователь (Л)	0,319	0,00
Структурообразователь (Кв.)	–0,092	0,00
Реагент крепящего действия (Л)	0,823	0,02
Реагент крепящего действия (Кв.)	0,178	0,04
Ингибитор (Л)	1,513	0,02
Ингибитор (Кв.)	0,184	0,06
УВ ингибитор (Л)	–0,168	0,01
Гидрофобизатор (Кв.)	0,046	0,05
Давление (Кв.)	–0,061	0,07
Температура (Кв.)	0,128	0,06
1Л·2Л	–0,453	0,03
1Л·2Кв.	0,214	0,07
1Кв.·2Л	0,239	0,02
1Л·3Л	0,126	0,03
2Л·3Кв.	0,378	0,04
2Л·3Л	0,189	0,06
2Л·4Л	0,128	0,06

Помимо этого, результаты статистического анализа проверяются с помощью таблицы с весовыми коэффициентами регрессии, которые учиты-

вают только линейную взаимосвязь входного параметра и целевой переменной. Так, согласно расчетам, установлено, что наибольшую значимость имеют следующие параметры: содержание структурообразователя, концентрация реагента крепящего действия и ингибиторов. Такие предикторы, как содержание гидрофобизатора, давление и температура, не оказывают линейного влияния на итоговый результат — время стабильного состояния глинистого минерала.

Для большей информативности используется график (рис. 3), показывающий распределение предсказанных значений относительно наблюдаемых значений с допустимым разбросом в 5 % от фактических данных. Видно, что большинство предсказанных значений находятся в доверительном интервале, характеризуя, таким образом, модель, как точную и подходящую для оптимизации химического состава ванны на ее основе.

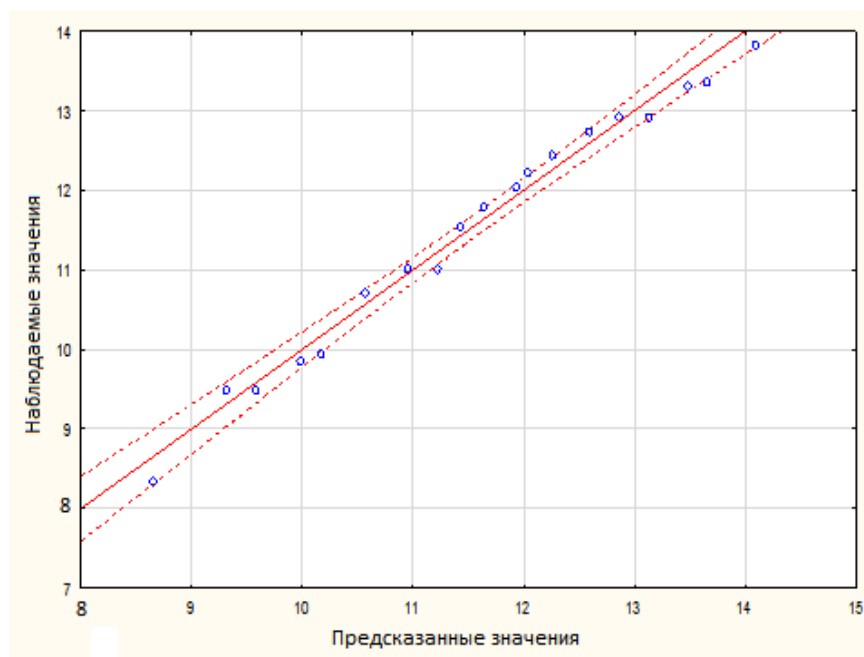


Рис. 3. График соотношения наблюдаемых значений и предсказанных

Как было сказано ранее, наиболее весомые параметры — это структурообразователь, реагент крепящего действия, ингибитор и углеводородный ингибитор, а также их взаимодействие друг с другом, что подтверждается графиком Парето (рис. 4), который показывает степень влияния предиктора на итоговый показатель. Видно, что наибольшее влияние оказывают содержание ингибитора, взаимодействие реагента крепящего действия и ингибитора, а также взаимодействие КМЦ и жидкого стекла. В модели не учитываются такие параметры, как давление и температура, взаимовлияние углеводородного ингибитора и гидрофобизатора с другими переменными, поскольку значения коэффициентов корреляции не достигают уровня значимости.

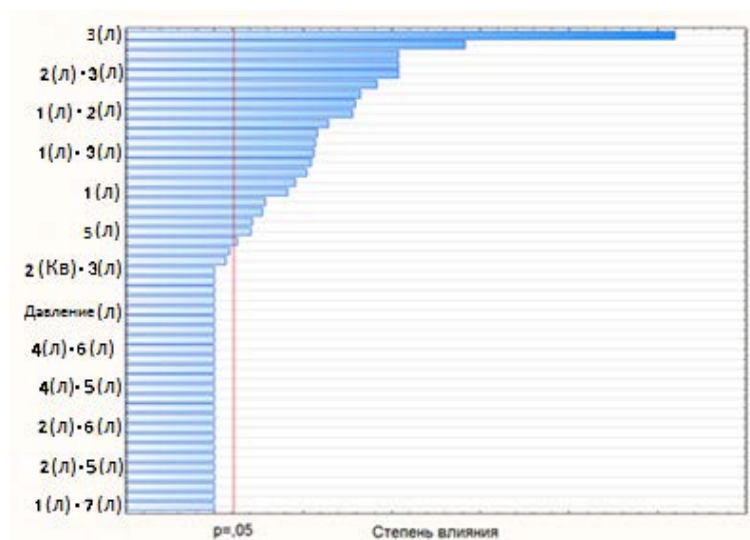


Рис. 4. График Парето

Характер влияния взаимосвязи содержания реагента крепящего действия и ингибитора на время стабильного состояния глинистого минерала показан на поверхности отклика (рис. 5). Отмечено, что при достижении концентрации жидкого стекла, равной 6 %, и концентрации хлорида калия, равной 12,5 %, достигается максимальное значение времени стабильного состояния глинистого образца, после чего график выполаживается, что свидетельствует о достижении оптимального содержания этих компонентов. Для каждой поверхности отклика формируется уравнение, дифференцируя которое, можно получить экстремумы функции — значения переменных, достигнув которых, функция примет наибольшее значение [18, 19].

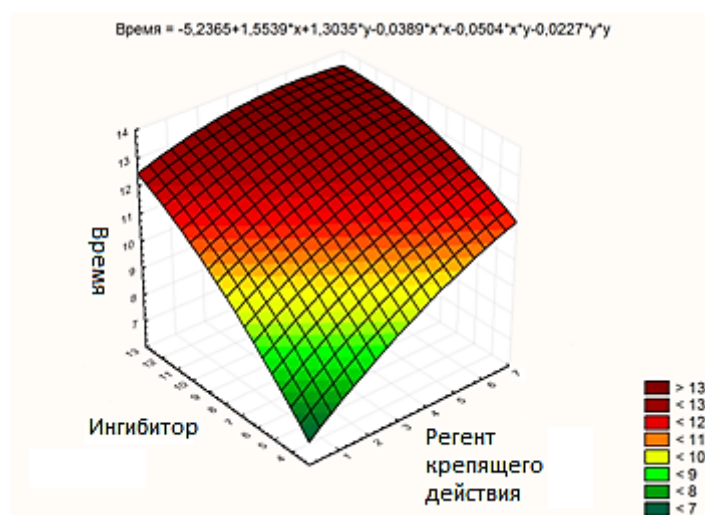


Рис. 5. Поверхность отклика

По остальным значимым параметрам был проведен аналогичный анализ, согласно которому выбран оптимальный компонентный состав стабилизирующей ванны, который состоит из реагентов, обладающих крепящим и блокирующим действиями, ингибиторов и микрокоагулянта.

Выводы

Решением проблемы стабилизации ствола скважины является изучение фактических технологических параметров (параметры промывки, реология промывочной жидкости, механическая скорость проходки и т. д.), при которых возникали осыпи и обвалы, для того чтобы сократить границы варьирования входных переменных при разработке стабилизирующей ванны.

Исследование фактических данных бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири за 2014–2017 гг. показало, что при строительстве скважин в интервалах, сложенных глинисто-аргиллитовыми горными породами, возникло 876 аварий и осложнений, на ликвидацию которых было затрачено от 12 до 15 % от общего времени строительства скважин. Ингибирующая ванна нового состава позволит своевременно предотвратить набухание и выпучивание глин, а также быстро ликвидировать процесс насыщения свободной водой аргиллитовых минералов.

В качестве практического решения поставленной проблемы стабилизации данных пород Ватъеганского месторождения был разработан состав закрепляющей ванны, а также проведен статистический анализ результатов экспериментов по методу Бокса — Бенкена, что позволило установить наиболее значимые факторы, влияющие на время стабильного состояния глинистого образца в определенных термобарических условиях. Так, наиболее важные предикторы — это ингибитор, синергетическое взаимодействие реагента крепящего действия и ингибитора, а также взаимодействие структурообразователя с реагентом крепящего действия и ингибитором. Необходимо отметить, что в ходе статистической обработки эксперимента установлены низкая значимость таких параметров, как давление и температура, а также их взаимодействие с другими регрессорами.

Библиографический список

1. Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-2-18-25. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 18–25.
2. Бакирова, А. Д. Исследование технологии закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород в процессе бурения скважин / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева (Тюмень, 15 ноября 2019 года) : сборник статей / Отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 292–294.
3. Бакирова, А. Д. Актуальность и возникающие проблемы при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (Томск, 06–10 апреля 2020 года). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 390–391.

4. Шаляпина, А. Д. Применение методов статистического анализа для создания стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы ванны / А. Д. Шаляпина, Д. В. Шаляпин, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 года). В 3 томах. Том. I. Геология и геофизика месторождений нефти и газа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 110–112.
5. Повышение энергоэффективности бурения горизонтальных и многоствольных скважин с большим отходом от вертикали / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-5-11. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10 (622). – С. 5–11.
6. Gray, G. R. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids / G. R. Gray, H. C. H. Darley. – Gulf Publ., 1985. – 509 p. – Текст : непосредственный.
7. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81–93.
8. Шаляпин, Д. В. Разработка технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта для Пякяхинского месторождения / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (Томск, 06–10 апреля 2020 года). В 2 томах. Том. 2. Проблемы геологии и освоения недр. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 436–437.
9. Шаляпин, Д. В. Применение методов математического анализа для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Э. В. Бабушкин, А. Д. Шаляпина. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 года). В 3 томах. Том. I. Геология и геофизика месторождений нефти и газа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 107–110.
10. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 55–59.
11. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров, П. П. Подкуйко, Э. В. Бабушкин, М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
12. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, И. К. Ахметшин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 38–41.
13. Использование модифицированного силикатного раствора для установки ванны при заканчивании строительства скважин / Р. И. Катеева, И. М. Абдуллин, Р. И. Катеев [и др.]. – Текст : электронный. – URL : <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24> (дата обращения: 01.12.2020).
14. Sokovnin, S. A. Best Practices – Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure / S. A. Sokovnin, E. V. Tikhonov, A. B. Kharitonov [et al.]. – DOI 10.2118/176519-MS. – Текст : непосредственный // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2015. – P. 1–9.
15. A Novel Approach to Fluid Selection to Drill Pay Zones in Eastern Siberia : An Engineered Oil-in-Water Emulsion / A. B. Kharitonov, R. Burdukovsky, S. Pogorelova [et al.]. – DOI 10.2118/166851-MS. – Текст : непосредственный // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition (October, 15–17). Moscow, 2013. – P. 1–9.
16. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М. Г. Буянова, Э. В. Бабушкин, А. Х. Аглиуллин, Г. В. Конесев. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 29–32.

17. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров, П. П. Подкуйко, Э. В. Бабушкин, М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
18. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении : справочное пособие / В. Г. Ясов, М. А. Мыслук. – Москва : Недра, 1991. – 333 с. – Текст : непосредственный.
19. Инженерно-геологическая классификация глинистых пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Е. М. Иносаридзе, З. З. Шарафутдинов, Г. Г. Ишбаев, Р. З. Шарафутдинова. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : сетевое издание. – 2010. – № 2. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/inzhenerno-geologicheskaya-klassifikaciya-glinistyx-gornyx-porod-i-gidratobrazuyushhie-burovye-rastvory-dlya-bureniya-v-nix>.

References

1. Bakirova, A. D., Shalyapin, D. V., Babushkin, E. V., Bakirov, D. L. & Kuznetsov, V. G. (2020). Well drilling in weak clay-claystone rocks: challenges and remedies. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 18-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-2-18-25
2. Bakirova, A. D., & Shalyapin, D. V. (2020). Issledovanie tekhnologii zakrepleniya neustoychivyykh glinisto-argillitovykh porod v protsesse bureniya skvazhin. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh issledovateley imeni D. I. Mendeleeva* (Tyumen, November, 15). Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 292-294. (In Russian).
3. Bakirova, A. D., Shalyapin, D. V. (2020). Aktual'nost' i voznikayushchie problemy pri burenii skvazhin v neustoychivyykh glinisto-argillitovykh porodakh. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* (Tomsk, April, 6-10). Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 390-391. (In Russian).
4. Shalyapina, A. D., Shalyapin, D. V., Kuznetsov, V. G. (2020). Primenenie metodov statisticheskogo analiza dlya sozdaniya sta-biliziruyushchey glinisto-argillitovoye porody vannы. *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, November, 19-20). V 3 tomakh. Tom. I. Geologiya i geofizika mestorozhdeniy nefti i gaza. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. *Problemy i innovatsii v upravlenii neftegazovym sektorom ekonomiki: makro-, mezo- i mikrouroven'*. Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 110-112. (In Russian).
5. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Shcherbakov, A. V., Abdrakhmanov, R. R. & Shalyapin, D. V. (2020). Energy efficiency increase of drilling horizontal and multilateral wells with a large step out from the vertical. *Oilfield Engineering*, (10(622)), pp. 5-11. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-5-11
6. Gray, G. R., Darley H. C. H. (1985). *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*. Gulf Publ., 509 p. (In English).
7. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., Melekhov, A. V., Sherbakov, A. V., & Kuznetsov, V. G. (2020). The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 81-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93
8. Shalyapin, D. V., Bakirova, A. D. (2020). Razrabotka tekhnologicheskikh resheniy po podgotovke stvola skvazhiny k tsementirovaniyu i povysheniyu kachestva krepleniya s ispol'zovaniem iskusstvennogo intellekta dlya Pyakhykhinskogo mestorozhdeniya. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* (Tomsk, April, 6-10). V 2 tomakh. Tom. 2. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ.*, pp. 436-437.
9. Shalyapin, D. V., Babushkin, E. V., Shalyapina, A. D. (2020). Primenenie metodov matematicheskogo analiza dlya povysheniya kachestva krepleniya skvazhin. *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, November, 19-20). V 3 tomakh. Tom. I. Geologiya i geofizika mestorozhdeniy nefti i gaza. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. *Problemy i innovatsii v upravlenii neftegazovym sektorom ekonomiki: makro-, mezo- i mikrouroven'*. Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 107-110. (In Russian).
10. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Babushkin, E. V., Kovalev, V. N. Shurupov, A. M., Fatikhov, V. V., Teregulov, O. F. (2020). Improvement of technologies for horizontal wells construction. *Oilfield Engineering*, (1(613)), pp. 55-59. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59

11. Bakirov, D. L. Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. *Oil Industry*, (8), pp. 46-49. (In Russian).
12. Fattakhov, M. M. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., & Akhmetshin, I. K. (2012). Prevention and elimination of differential sticking during drilling of horizontal and sub-horizontal sections of wells. *Burenie i nef't*, (8), pp. 38-41. (In Russian).
13. Kateeva, R. I., Abdullin, I. M., Kateev, R. I., Nikitin, V. N., & Zagrutdinov, D. A., & Kashapov, S. A. Ispol'zovanie modifitsirovannogo silikatnogo rastvora dlya ustanovki vannы pri zakanchivanii stroitel'stva skvazhin. Available at: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24> (accessed: 01.12.2020). (In Russian).
14. Sokovnin, S. A., Tikhonov, E. V., Kharitonov, A. B., Vian, J., Bakirov, D. L. & Babushkin, E. V. (2015). Best Practices - Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, pp. 1-9. (In English). DOI: 10.2118/176519-MS
15. Kharitonov, A. B., Burdukovsky, R. Pogorelova, S., Rodin, S. V., Kostarev, N. A., Usenko, A. Yu., & Khampiev, E. D. (2013). A Novel Approach to Fluid Selection to Drill Pay Zones in Eastern Siberia: An Engineered Oil-in-Water Emulsion. SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition (October, 15-17). Moscow, pp. 1-9. (In English). DOI: 10.2118/166851-MS
16. Buyanova, M. G. Babushkin, E. V., Agliullin, A. Kh., & Konesev, G. V. (2018). Analysis of inhibiting drilling fluids used to increase the construction efficiency of low-angle wells in complicated geological conditions. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 29-32. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32
17. Bakirov, D. L., Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. *Oil Industry*, (8), pp. 46-49. (In Russian).
18. Yasov, V. G., Myslyuk M. A. (1991). *Oslozhneniya v burenii*. Moscow, Nedra Publ., 333 p. (In Russian).
19. Inosaridze, E. M., Sharafutdinov, Z. Z., Ishbaev, G. G. & Sharafutdinova, R. Z. (2010). Inzhenerno-geologicheskaya klassifikatsiya glinistyx porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nikh. *Neftegazovoye delo*, (2), Available at: <http://ogbus.ru/article/view/inzhenerno-geologicheskaya-klassifikatsiya-glinistyx-gornyx-porod-i-gidratoobrazuyushhie-burovye-rastvory-dlya-bureniya-v-nix>

Сведения об авторах

Шалыпина Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shalypinaad@tyuiu.ru

Шалыпин Денис Валерьевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, инженер 2 категории управления мониторинга строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Бакиров Данияр Лябинович, к. т. н., и.о. заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, заместитель директора филиала, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Фаттахов Марсель Масалимович, начальник отдела буровых и тампонажных растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Adelya D. Shalyapina, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: shalypinaad@tyuiu.ru

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of 2nd grade of the Well Construction Monitoring Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engineering, Acting Head of the Basic Department of KogalymNI-PIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Assistant Director of Branch, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Marsel M. Fattahov, Head of the Department of Drilling and Cement Muds, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, к. т. н., доцент базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, начальник управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Chief of the Well Profile Design Department, Kogalym NIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Professor of the Drilling Oil and Gas Wells Department, Industrial University of Tyumen