

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНОЙ ЯКУТИИ

Сивцев А.И.¹, Тимофеев Н.Г.²

¹Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск;

²Кысыл-Сырский филиал Вилюйского профессионально-педагогического колледжа
им. Н. Г. Чернышевского, Кысыл-Сыр

Ключевые слова: Восточная Якутия, Индигиро-Зырянский прогиб, структурно-параметрическое бурение, кайнозойские отложения, юрские отложения, прихваты инструмента, поглощение бурового раствора, буровой раствор FLO-PRO L.

Аннотация. Отмечена необходимость ускорения геологоразведочных работ на нефть и газ на востоке страны. Приведены основные геологические результаты, полученные в ходе структурно-параметрического бурения на Индигиро-Зырянском прогибе – наиболее перспективной на нефть и газа территории Восточной Якутии. Сделан обзор осложнений, связанных с особенностями физико-механических свойств горных пород и несовершенствами буровой техники и технологии. Выделены наиболее проблемные интервалы вскрываемого разреза и составлены рекомендации по минимизации влияния осложняющих факторов. Для исключения наработки глинистого раствора, минимизации зоны проникновения и щадящего вскрытия неустойчивых пород предложен облегченный буровой раствор FLO-PRO L. Кратко даны основные преимущества и недостатки применения бурового раствора FLO-PRO L. Рекомендовано применение более мощных буровых станков для обеспечения высокой скорости бурения с целью минимизации времени контакта бурового раствора с неустойчивыми породами.

GUIDELINES FOR MITIGATING COMPLICATIONS DURING HYDROCARBON EXPLORATION DRILLING IN THE EASTERN YAKUTIA REGION

Sivtsev A.I.¹, Timofeev N.G.²

¹North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Yakutsk;

²Kysyl-Syr Branch of Vilyuisky Professional-Pedagogical College n.a. N.G. Chernyshevsky,
Kysyl-Syr

Keywords: Eastern Yakutia, Indigiro-Zyryansky depression, structural-parametric drilling, Cenozoic deposits, Jurassic deposits, tool hooks, drilling fluid absorption, FLO-PRO L drilling fluid.

Abstract. The need to accelerate geological exploration for oil and gas in the east of the country is noted. The main geological results obtained during structural and parametric drilling in the Indigiro-Zyryansky depression, the most promising area for oil and gas in Eastern Yakutia, are presented. A review of complications related to the physical and mechanical properties of rocks and the imperfections of drilling equipment and technology is provided. The most problematic intervals of the explored section are highlighted, and recommendations are made to minimize the impact of complicating factors. To eliminate the build-up of clay solution, minimize the penetration zone, and provide gentle opening of unstable rocks, a lightweight drilling fluid FLO-PRO L is proposed. The main advantages and disadvantages of using the drilling fluid FLO-PRO L are briefly described. It is recommended to use more powerful drilling machines to ensure high drilling speed in order to minimize the time that the drilling fluid spends in contact with unstable rocks.

Введение

Согласно Доктрине энергетической безопасности РФ, утвержденной Указом Президента РФ от 13.05.2019г. №216, воспроизводство минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса является одной из главных задач для обеспечения энергетической безопасности и поддержания защищенности экономики и населения страны. В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 22.12.2018г. №2914-р, нефть относится ко второй группе полезных ископаемых, для которых достигнутые уровни добычи недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035г.

В ответ на экономические санкции были приняты Указы Президента РФ от 21.02.2023 №112, которым были внесены изменения в Основы государственной политики РФ в Арктике до 2035 года, и от 27.02.2023 №126, которым внесены изменения в Стратегию развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035г. (Указ Президента РФ от 5 марта 2020г. N 164 "Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года"; Указ Президента РФ от 26 октября 2020г. N 645 "О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года". Данными стратегическими документами поставлены задачи по стимулированию разработки новых нефтегазовых провинций, месторождений трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, производству СПГ и газохимической продукции, полезного использования попутного нефтяного газа.

В связи с разворотом энергетической отрасли страны на «восток» из-за незаконных санкций со стороны Евросоюза, США и общей политической напряженности на Ближнем Востоке возникла острая необходимость ускорения геологоразведочных работ на нефть и газ на востоке страны.

Эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ, особенно на слабоизученных территориях, зависит не только от качества подготовки перспективных структур, но и от качества вскрытия и освоения потенциальных продуктивных горизонтов.

Постановка проблемы

Индигино-Зырянский прогиб – наиболее крупный осадочно-породный бассейн на территории Восточной Якутии, протягивается на 480 км вдоль северо-восточных предгорий Момского хребта, имеет ассиметричное строение и площадь 60-70 тыс. км² (рис. 1). Толщина осадочного чехла в наиболее прогнутой юго-восточной части прогиба по геофизическим данным оценивается в 10-12 км [1, 2].



Рис. 1. Обзорная карта Индигирской площади глубокого бурения:

В период с 1989 по 1992 гг. в северо-западной части Индигино-Зырянского прогиба (ИЗП), Чаро-Токкинской нефтегазоразведочной экспедицией ПГО «Ленанефтегазгеология» было пробурено 4 структурно-параметрических скважины: №272-01, №272-02, №272-03 и №272-05 (рис. 1) [3].

В соответствии с геологическим заданием, выданным ПГО «Ленанефтегаз-геология», на структурно-параметрические скважины №272-01, 272-02, 272-03 и 272-05 с глубинами до 2000 м. были поставлены следующие задачи:

- изучение геологического строения и геофизических характеристик разреза;
- выделение перспективных проницаемых горизонтов, оценка фильтрационно-емкостных свойств;
- определение характера насыщения этих горизонтов, их испытание и получение притоков пластовых флюидов;
- оценка перспектив нефтегазоносности разреза, изучение нефте-битумонасыщенности пород;
- изучение литолого-стратиграфической характеристики разреза;
- изучение гидрогеологических условий разреза.

По результатам бурения скважин №272-01, №272-02, №272-03 были вскрыты отложения кайнозоя мощностью до 1394 м, которые ниже по разрезу с крупным стратиграфическим перерывом перекрывали толщу пород верхнеюрского возраста. В то же время скважина №272-05 вскрыла верхнеюрские отложения почти с дневной поверхности, на глубине 10 м.

Бурение сопровождалось многочисленными геологическими осложнениями и ни одна из скважин не достигла проектной глубины. По результатам бурения были решены отдельные геологические задачи, но открытия залежей углеводородов не состоялось. Прямые и косвенные признаки нефтегазоносности установленные в ходе бурения Индигирских скважин подробно изложены в работах [1, 4]. Это был первый и единственный пока опыт глубокого бурения на обширной территории Восточной Якутии.

На рисунке 2 представлен сводный литолого-стратиграфический разрез Индигиро-Зырянской впадины по скважине №272-02 [4].

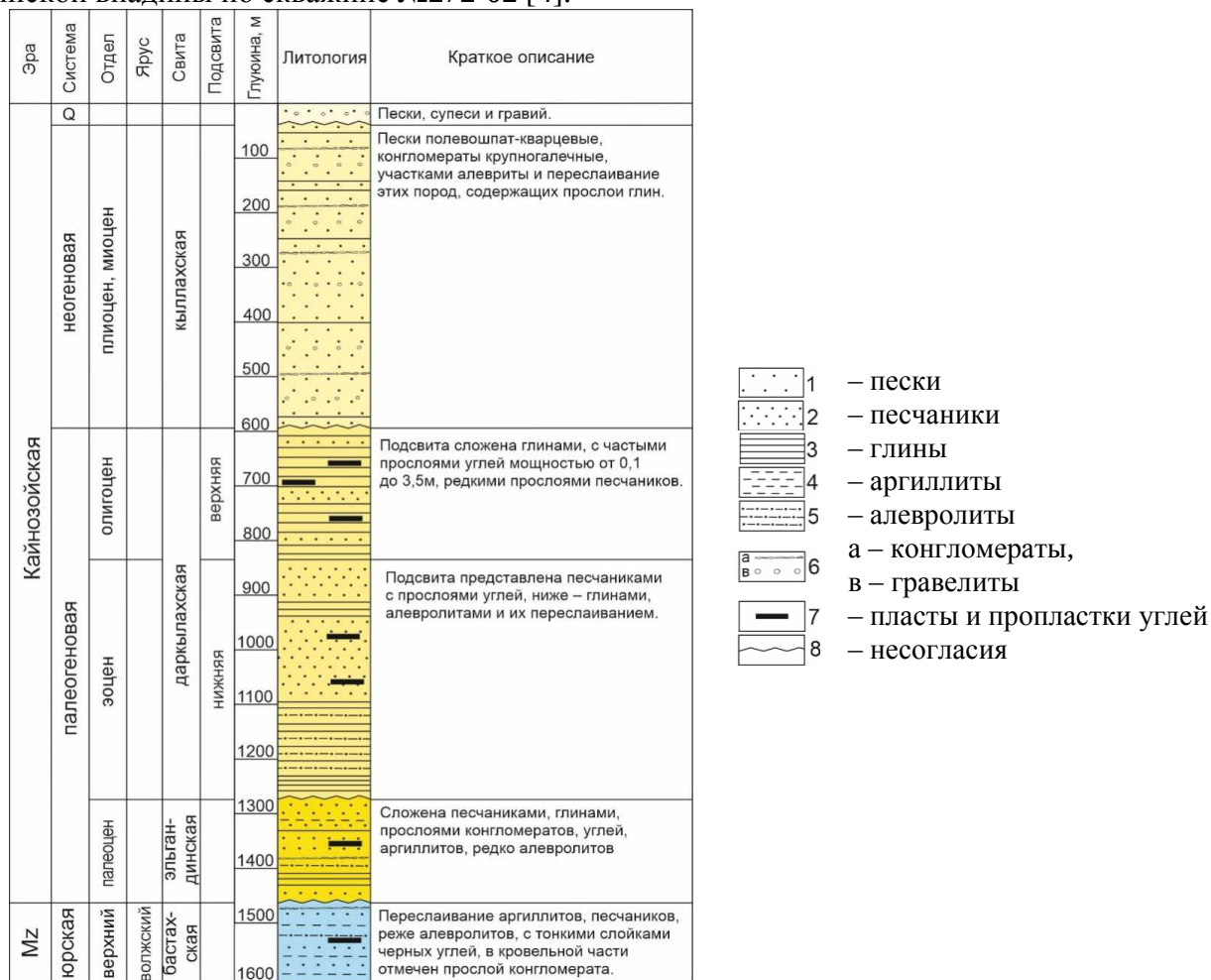


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез скважины №272-02, Индигирская площадь [4]

Геологической неожиданностью стало отсутствие в разрезах всех пробуренных скважин отложений мелового возраста, определенные в качестве проектного горизонта, в том числе и наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении нижнемеловые толщи. Нужно заметить, в условиях отсутствия в керне достоверных фаунистических остатков стратификация и корреляция вскрытых разрезов вышеуказанных скважин была проведена по описанию керна и малоинформативным материалам ГИС.

Полученные результаты бурения и их сопоставление с сейсморазведочными материалами позволило оценить толщины кайнозойских отложений в пределах ИЗП до 2-2,5 км.

Проектные конструкции Индигирских скважин и их целевые горизонты для вскрытия представлены в таблице 1.

Аналитический обзор особенностей бурения, геологических осложнений и условий вскрытия и освоения позволит разработать рекомендации при проектировании строительства скважин в условиях Восточной Якутии.

Табл. 1. Геолого-технические характеристики структурно-параметрических скважин Индигирской площади

Альти- туда, м	Глубина, м	Горизонт забоя (страт. индекс)	Конструкция, проектная / фактическая							
			Шахтовое направление (299 мм)		Удлиненное направление (219 мм)		Кондуктор (146 мм)		Техническая (промежуточная) колонна (108 мм)	
			Глубина спуска, м	Подъем цемента, м	Глубина спуска, м	Подъем цемента, м	Глубина спуска, м	Подъем цемента, м	Глубина спуска, м	Подъем цемента, м
	проект факт	проект факт								
272-01										
49,1	1700	K ₁ og	-	-	50	до устья	550	до устья	1100	до устья
	1149	J ₃ bs	5	до устья	54,7	до устья	557	до устья	963	с 378 м до устья
272-02										
56,6	2000	K ₁ sl	-	-	50	до устья	550	до устья	1100	до устья
	1611	J ₃ bs	5	до устья	55	до устья	536	до 226 м	484- 1096	до 526 м
272-03										
50,0	2300	K ₁ og	-	-	50	до устья	550	до устья	440- 1100	до устья
	1300	J ₃ il ₂	17,5	до устья	48,5	до устья	547	340-547	-	-
272-05										
202,1	2000	K ₁ sl	10	до устья	50	до устья	600	до устья	500- 1400	до устья
	1066	J ₃ bs	8	до устья	46,4	до устья	597	до 554м	-	-

Обзор бурения и осложнений

Бурение скважин осуществлялось буровым станком ЗИФ-1200 МР с комплексом снаряда со съемным керноприемником (КССК), предназначенным для бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин глубиной до 2000 м. При бурении применялись глинистые буровые растворы с различной плотности, вязкости и вододотдачи. Характеристики буровых растворов, примененных при бурении Индигирских скважин представлены в таблице 2.

1. Бурение скважины 272-01, начало 26.03.1989г., конец 28.02.1990г. Достигнутая глубина – 1149 м. Причина завершения – геологическое осложнение.

Осложнения начались уже при обсадке кондуктора. В процессе спуска кондуктора при собранной длине 380 м произошел полет обсадных труб. Для наращивания обсадной колонны до устья понадобилось 177 м труб.

Табл. 2. Характеристики буровых растворов

Скважина подошва ММП, м	Под направление	Под кондуктор	Под техколонну
<u>272-01</u> 380 м	плотность 1114-1116 кг/м ³ , вязкость 30-40 с, водоотдача 12-14×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин		плотность 1120 кг/м ³ , вязкость 30-35 с, водоотдача 6-8×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин
			плотность 1130 кг/м ³ , вязкость 25-30 с, водоотдача 6-8×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин
<u>272-02</u> 417 м	плотность 1120 кг/м ³ , вязкость 30 с	плотность 1140-1150 кг/м ³ , вязкость 30 с, водоотдача 8×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин	интервал: до 810 м, плотность 1100-1120 кг/м ³ , вязкость 35-40 с
			второй ствол, интервал: 1100-1611 м, плотность 1160-1180 кг/м ³ , вязкость 35-40 с
			третий ствол, интервал: 1110-1350 м, плотность 1150-1160 кг/м ³ , вязкость 37-40 с
<u>272-03</u> 356 м	плотность 1350 кг/м ³ , вязкость 60-70 с, водоотдача 8-10×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин	плотность 1200-1220 кг/м ³ , вязкость 45 с, водоотдача 9×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин	интервал 547-790 м, плотность 1170-1180 кг/м ³ , вязкость 40-45 с, Водоотдача 6-8×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин, интервал 790-1300 м, плотность 1150-1160 кг/м ³ , вязкость 35 с, водоотдача 8×10 ⁻⁶ м ³ /30мин
<u>272-05</u> менее 269 м	интервал 0-8 м, облегченный пенистый раствор, интервал 8-46,4 м, плотность 1140 кг/м ³ , вязкость 35-40 с, водоотдача 9-10×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин	интервал 46,4-360 м, облегченный пенистый раствор, интервал 360-617 м, плотность 1120-1150 кг/м ³ , вязкость 20-50 с, водоотдача 8-10×10 ⁻⁶ м ³ /30мин	интервал 617-1066 м, плотность 1170кг/м ³ , вязкость 35 с, водоотдача 8×10 ⁻⁶ м ³ /30 мин
			второй ствол, интервал 735-789 м, информации нет

При забое 1034 м скважина была временно законсервирована из-за отсутствия подъездных путей и невозможности подвоза материалов и химреактивов на период с 10 июля по 10 августа 1989 года.

При забое 1149 м в процессе спуска технической колонны Ø108 мм и из-за неустойчивости ствола скважины нижняя секция обсадных труб длиной 584 м остановилась на глубине 771 м. После извлечения труб на поверхность и переподготовки скважины повторным спуском удалось обсадить скважину до глубины 963 м. Перед цементированием колонна оказалась прихваченной, циркуляцию восстановить не удалось. Было принято решение не цементировать нижнюю секцию и приступить к спуску второй секции колонны. Верхняя секция спущена в интервале 0-378 м, состыкована с нижней секцией и зацементирована в интервале спуска.

Разрез скважины в интервале 963-1149 м представлен неустойчивыми породами, что привело к осложнению ствола скважины. Неоднократные попытки пройти на забой долотом Ø93 мм положительных результатов не дали. Попытки укрепить ствол с помощью цементных мостов заканчивались неудачно. Мосты разрушались после одного-двух спусков бурильного

инструмента. Была произведена полная смена промывочной жидкости, что тоже положительных результатов не дало. До забоя дойти не удалось, каждый подъем бурильного инструмента происходил с затяжками и прихватами. Дальнейшее углубление скважины стало практически невозможным из-за геологического осложнения.

На основе полученных геолого-геофизических материалов и результатов опробования в процессе бурения, а также вследствие осложнений, вызванных причинами геологического характера, было принято решение о ликвидации скважины 272-01. Скважина ликвидирована с 30 марта 1990 года.

2. Бурение скважины 272-02 (3-х ствольное) начало 05.05.1989г., конец 04.04.1990г. Достигнутая совокупная глубина – 1861 м. Причина завершения – геологические осложнения, прихват бурового инструмента.

При забое 650 м испытан водоносный горизонт в интервале 536-650 м. Наличие водоносного горизонта, сложенного неустойчивыми породами, осложняло скважину при существенном понижении уровня. В результате было затрачено много времени на проработку скважины, дальнейшие гидрогеологические испытания были прекращены.

При подъеме инструмента при глубине скважины 1000 м произошел прихват инструмента. Прихват ликвидирован после установки ванны и ГСМ.

При глубине скважины 1103 м был отбурен карман Ø98 мм до глубины 1130 м. Техническая колонна Ø108 мм спущена на глубину 1096 м, голова хвостовика на глубине 484 м. Интервал был зацементирован. Цемент поднят до глубины 526 м.

При забое 1242 м произошел прихват инструмента с последующим обрывом на глубине 600 м. Аварию ликвидировать не удалось. Произвели торпедирование на глубине 1132 м. После подъема инструмента в интервале 1100-1132 м был установлен цементный мост и с помощью клина забурен второй ствол.

При забое 1611 в процессе проведения ГИС приборы не проходили ниже 1493 м. Несмотря на проработки скважины, инструмент был прихвачен. Прихват был ликвидирован после установки ванны (дизельное топливо, СМАД, графит) и расхаживанием инструмента.

При спуске инструмента произошло разрушение подкладной вилки, и инструмент ушел в скважину. С помощью ловильных инструментов (колокол, метчик) инструмент был поднят.

Дальнейшие работы по проработке скважины и дохождения до забоя осложнились сильной наработкой глинистого раствора. После смены раствора дойти до забоя не удалось. В интервале 1110-1146 м был установлен цементный мост и с глубины 1110 м забурен третий ствол до глубины 1350 м.

Скважина №272-02 тремя стволами ликвидирована 25 октября 1990г. как выполнившая поставленное геологическое задание.

3. Бурение скважины №272-03. Начало 30.05.1990г., конец 19.12.1990г. Достигнутая совокупная глубина – 1300 м. Причина завершения – геологические осложнения.

Верхняя часть разреза представлена неустойчивыми валунно-галечными отложениями, из-за чего стенки скважины постоянно разрушались, осложняя процесс бурения. На глубину 17,5 м спущено и зацементировано до устья шахтовое направление Ø 299 мм, с целью крепления устьевого зоны скважины.

Бурение под удлиненное направление до глубины 50 м велось при постоянном геологическом осложнении из-за обвалов стенок скважины. С целью ликвидации осложнения установлены цементные мосты на глубинах 30, 35 и 45 м. Скважину перевели на бурение с утяжеленным раствором на основе глины и цемента. Осложнение ликвидировано спуском удлиненного направления Ø219 мм на глубину 48,5 м. Колонна зацементирована до устья.

В интервале 1151-1195 м наблюдались поглощения промывочной жидкости с интенсивностью от 0,2 м³/час до полной потери циркуляции. Ликвидация поглощения производилась закачкой вязкоупругой системы (ВУС) под давлением.

При забое 1300 м скважина закончена бурением из-за бесперспективности вскрываемого разреза, представленного верхнеюрскими отложениями. Скважина №272-03 ликвидирована 01.08.1991 года как выполнившая поставленные геологические задачи без спуска эксплуатационной колонны.

4. Бурение скважины 272-05. Начало 04.06.1991г., конец 12.10.1992г. Достигнутая совокупная глубина – 1120 м. Для бурения скважины был задействован буровой станок СКБ-8. Причина завершения – прихват бурового инструмента, геологические осложнения.

До глубины 360 м для промывки скважины применялся облегченный пенный раствор, далее скважина была переведена на глинистый раствор. Бурение скважины на облегченном пенном растворе было прекращено из-за обильного самоизлива пластовой воды с растворенным газом, начавшегося с глубины 269 м. Дебит самоизлившейся воды составил 192 м³/сут. После замены раствора дальнейшее углубление проходило без осложнений.

При забое 1066 м, во время бурения произошла авария – обрыв бурильного инструмента на глубине 756 м. Оставшийся в скважине инструмент оказался прихваченным, и извлечь его не удалось.

Второй ствол забурен с глубины 735 м. Новым стволом достигнута глубина 789 м. Далее скважина была введена во временную консервацию не по геолого-техническим причинам – недостаточное финансирование.

В последствии, после проведения детального анализа вскрытого разреза до глубины 1066 м, выяснилось, что дальнейшее углубление скважины 272-05 нецелесообразно по геологическим причинам.

Скважина 272-05 ликвидирована 15.11.1992 года как не вскрывшая проектного горизонта, не доведенная до проектной глубины и прекращенная бурением вследствие нецелесообразности углубления по геологическим причинам.

Рекомендации по предупреждению осложнений

Верхняя часть разреза представлена неустойчивыми валунно-галечными отложениями, из-за чего стенки скважины постоянно разрушались, осложняя процесс бурения. Данная проблема достаточно успешно решалась возведением дополнительного шахтового направления с незначительной глубиной (5-17 м).

В зоне влияния многолетнемерзлых пород какие-либо осложнения не фиксировались, кроме самоизлива пластовой воды с растворенным газом, начавшегося с глубины 269 м в скважине №272-05. К сожалению, термометрия в данной скважине не была проведена, и оценка подошвы ММП не представляется возможным. По всей видимости, уже с глубины 269 м в скважине №272-05 отсутствуют ММП [5].

Одним из основных геологических результатов бурения Индигирских скважин стало подтверждение существенной толщины кайнозойских отложений в Индигиро-Зырянском прогибе. Поскольку кайнозойские отложения ожидаемо оказались слабосцементированными, то основным видом осложнений стал прихват инструмента из-за обвалов стенок скважин.

По описаниям образцов извлеченного керна и естественных обнажений в разрезе эльгандинской свиты палеоцена встречаются пласты со слабосцементированными породами. Свита в разрезе скважин сложена песчаниками, глинами, прослоями конгломератов мелкогалечных, углями, аргиллитами и алевролитами.

Песчаники полимиктовые, мелкозернистые, неяснослоистые, слабосцементированные, с глинистым цементом, иногда обогащены тонкораспыленным углистым материалом. Глины преимущественно массивные, содержат тонкие прослои углей. Конгломераты состоят из полуокатанных галек эффузивов, кварцитов, фтанита, известковистого песчаника, алевролита и аргиллита. Размеры галек преимущественно 1-3 см в поперечнике, но присутствует и более крупные до 6-7 см. Цементирующей массой является от средне-крупнозернистого до гравелитистого песчаный материал [6].

В естественных обнажениях в долинах рек Мятись и Эльгандя нижняя часть разреза (100-150 м) эльгандинская свита сложена светло-серыми мелко-среднезернистыми слабосцементированными песчаниками, которые содержат большое количество прослоев и линз мелкогалечных конгломератов из галек изверженных (средних и кислых эффузивов), метаморфических, осадочных пород. Вышележащая часть разреза мощностью не менее 300-400 м сложена переслаивающимися мелкозернистыми темно-серыми песчаниками, алевролитами, прослоями углистых пород и углей.

Таким образом, можно констатировать, что в интервале залегания эльгандинской свиты палеоцена во всем Индигиро-Зырянском бассейне будут приурочены высокие риски прихвата бурового инструмента за счет обвала слабосцементированных пород в шахту скважины.

В то же время эльгандинская свита является одним из перспективных резервуаров для накопления углеводородов (УВ). Экраном УВ могут выступать преимущественно глинистые отложения нижней части даркылахской свиты эоцена. Вместе с тем в скважине №272-02 в интервале залегания глинистых отложений даркылахской свиты, зафиксировано осложнение из-за сильной наработки глинистого раствора.

Для исключения наработки глинистого раствора в даркылахской свите, минимизации зоны проникновения в продуктивной части и щадящего вскрытия неустойчивого разреза наиболее оптимальным представляется применение бурового раствора FLO-PRO L. Это поколение безглинистых биополимерных растворов низкой плотности $0,94-0,98 \text{ г/см}^3$, с условной вязкостью 40-65 с.

Состав бурового раствора FLO-PRO L (в мас.%):

- стабилизатор – оксид магния (0,4);
- регулятор реологических свойств – биополимер Flo-Vis Plus (0,5);
- модифицированный крахмал Flo-Trol (1,2);
- жидкий бактерицид M-I Cide (0,05);
- наполнитель – мраморный порошок (9,0);
- утяжелитель – хлорид калия (3,0);
- вода.

Безглинистая полимерная система FLO-PRO наилучшим образом удовлетворяет требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям. Она обладает уникальными песконесущими свойствами (удерживающими и выносящими буровой шлам). Обладает достаточно высокими смазывающими характеристиками и необходимыми ингибирующими свойствами для защиты призабойной зоны пласта (ПЗГТ). Она полностью биоразлагаема и экологически безопасна.

Использование специально подобранного по фракционному составу карбоната кальция позволяет свести к минимуму вероятность проникновения больших объемов фильтрата, твердой фазы в ПЗП, а также снизить риски поглощений в трещиноватых коллекторах [7].

Применение в составе раствора синтетического масла, позволяет получить плотность бурового раствора от $0,94 \text{ г/см}^3$. За счет снижения удельного веса бурового раствора достигается снижение репрессии на потенциальные продуктивные пласты, снижение объема отфильтровывания и глубины проникновения фильтрата. Сам карбонат кальция может быть легко удален с забоя скважины обратным потоком пластового флюида.

Синтетическое масло REASYN, применяемое в составе прямой эмульсии, не содержит токсичных ароматических углеводородов (IV класс опасности для чистого продукта), что не только повышает безопасность его использования в составе прямой эмульсии, но также и снижает износ резиновых элементов буровой установки.

Предлагаемый буровой раствор FLO-PRO L может быть эффективен и при проходке поглощающих интервалов. Так, в скважине №272-03 в интервале залегания юрских отложений (1151-1195 м) отмечено поглощение бурового раствора до полной потери циркуляции. Природу поглощающей зоны определить трудно из-за ограниченности геолого-геофизических данных по результатам бурения и исследования скважины. Возрастные аналоги вскрываемых пород в естественных обнажениях представлены достаточно консолидированными вулканогенными отложениями без присутствия грубозернистых и крупнозернистых разностей. По всей видимости, отмечаемые интенсивные поглощения бурового раствора, скорее всего, связаны с трещиноватостью пород. Высокие значения кривых естественной радиоактивности (до 8-16 мкр/час) также свидетельствуют об отсутствии высокопроницаемых пластов во вскрытом разрезе юры.

В качестве основного недостатка предлагаемого бурового раствора отмечается относительно высокая стоимость и наличие рисков бактериального разложения [7].

Для минимизации рисков прихвата инструмента в слабосцементированных отложениях необходимо обеспечить достаточно высокую скорость бурения, чтобы сократить время контакта бурового раствора со вскрываемыми породами. При этом, нужно отметить, применение маломощной буровой установки ЗИФ-1200 МР с множественными спускоподъёмными операциями по извлечению кернового материала стало одной из причин геологических осложнений с прихватом инструмента, и соответственно не достижения проектных глубин. Проектная глубина бурения установки ЗИФ-1200 МР при конечном диаметре 93 мм составляет 1500 м, и только при диаметре 59 мм может достичь 2000 м.

Заключение

Полученный опыт бурения на Индигирской площади должен быть учтен при составлении проектов строительства скважин на территории Восточной Якутии, особенно если учесть, что большинство перспективных территорий имеют аналогичный литолого-стратиграфический разрез [8-10].

Применение современных буровых и тампонажных растворов позволит минимизировать риски осложнений и аварий при вскрытии слабоконсолидированных или трещиноватых отложений верхнемезозойско-кайнозойского возраста.

Также для удешевления параметрического и поискового бурения на слабоизученных и труднодоступных территориях Республики Саха (Якутия) представляется целесообразным применение передвижных буровых установок с возможностью бурения на глубины до 3000 м.

Список литературы

1. Александров А.Р., Сивцев А.И. Перспективы нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба на основе прямых геохимических данных // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия «Науки о Земле». – 2023. – №3. – С. 5-14. – doi.org/10.25587/SVFU.2023.31.3.001
2. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Павлова К.А., Севостьянова Р.Ф., Слепцова М.И. О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2017. – №4. – С. 50-59.
3. Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Ситников В.С. Анализ геолого-геофизической изученности потенциально нефтегазоносных районов Северо-восточной Якутии и прилегающего шельфа восточно-арктических морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, №4. – doi.org/10.17353/2070-5379/39_2017.
4. Чистякова Н.Ф., Сивцев А.И. Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – №1(169). – С. 50-68. – DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68.
5. Дучков А.Д., Сивцев А.И., Аюнов Д.Е. Оценка теплового потока в северной части Индигиро-Зырянского прогиба // Геофизические технологии. – 2024. – №2. – С. 29-39. – DOI: 10.18303/2619-1563-2024-2-29.
6. Гайдук В.В., Сюндюков И.Ш., Гриненко О.В., Имаев В.С. Строение и нефтегазоносность кайнозойского Индигиро-Зырянского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность Якутии: сборник научных трудов. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1989. – С. 75-87.
7. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследования безглинистой промывочной системы FLO-PRO для бурения горизонтального ствола скважин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, №3. – С. 21-28.
8. Оболкин А.П., Ситников В.С., Александров А.Р., Аржаков Н.А., Ковнир Б.Д., Куляндина А.С., Слепцова М.И., Севостьянова Р.Ф., Сюндюков Р.Ш. Обобщение результатов сейсморазведочных исследований Северо-Востока Якутии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, №4. – doi.org/10.17353/2070-5379/38_2017.
9. Павлова К.А., Ситников В.С. Основные черты геологического строения Приморской низменности // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – №12. – DOI: 10.23670/IRJ.2020.102.12.041.
10. Ситников В.С., Слепцова М.И. О потенциально нефтегазоносных территориях Северо-Востока Якутии // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – №12. – DOI: 10.23670/IRJ.2020.102.12.037.

References

1. Alexandrov A.R., Sivtsev A.I. Prospects for Oil and Gas Potential of the Indigiro-Zyryansky Trough Based on Direct Geochemical Data // Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov. Series "Earth Sciences". 2023, no. 3, pp. 5-14. doi.org/10.25587/SVFU.2023.31.3.001.
2. Sitnikov V.S., Alekseev N.N., Arzhakov N.A., Obolkin A.P., Pavlova K.A., Sevostyanova R.F., Slepцова M.I. About the Structure and Prospects for Oil and Gas Bearing of the Coastal Arctic Territories of Eastern Yakutia // Arctic and Subarctic Natural Resources. 2017, no. 4, pp. 50-59.

3. Arzhakov N.A., Obolkin A.P., Sitnikov V.S. Geological-geophysical study of potentially petroleum bearing areas of North-Eastern Yakutia and the approaching eastern arctic offshore// Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2017, vol. 12, no. 4. doi.org/10.17353/2070-5379/39_2017.
4. Chistyakova N.F., Sivtsev A.I. Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia) // Oil and Gas Studies. 2025, no. 1(169), pp. 50-68. DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68.
5. Duchkov A.D., Sivtsev A.I., Ayunov D.E. Assessment of heat flow in the northern part of the Indigiro-Zyryansky trough (Yakutia) // Journal of Geophysical Technologies. 2024, no. 2, pp. 29-39. DOI: 10.18303/2619-1563-2024-2-29.
6. Gaiduk V.V., Syundyukov I.Sh., Grinenko O.V., and Imaev V.S. Structure and Oil and Gas Potential of the Cenozoic Indigiro-Zyryansky Trough // Tectonics and Oil and Gas Potential of Yakutia: Collection of Scientific Papers. – Yakutsk: YSC of the USSR Academy of Sciences, 1989. – P. 75-87.
7. Petrov N.A., Davydova I.N. Studies bore solution of the system FLO-PRO for boring the horizontal stem of the bore holes // Oil and Gas Business. 2011, vol. 9, no. 3, pp. 21-28.
8. Obolkin A.P., Sitnikov V.S., Alexandrov A.R., Arzhakov N.A., Kovnir B.D., Kulyandina A.S., Sleptsova M.I., Sevostyanova R.F., Syundyukov R.S. Results of seismical research of the North-Eastern Yakutia // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2017, vol. 12, no. 4. doi.org/10.17353/2070-5379/38_2017.
9. Pavlova K.A., Sitnikov V.S. Main aspects of the geological structure of the East Siberian lowland // International Research Journal. 2020, no. 12. DOI: 10.23670/IRJ.2020.102.12.041.
10. Sitnikov V.S., Slepsova M.I. On the potential oil-and-gas-bearing territories of the North-East of Yakutia // International Research Journal. 2020, no. 12. DOI: 10.23670/IRJ.2020.102.12.037.

Сведения об авторах:

Information about authors:

Сивцев Алексей Иванович – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры недропользования	Sivtsev Aleksey Ivanovich – candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor of the Department of subsoil use
Тимофеев Николай Гаврильевич – кандидат технических наук, директор	Timofeev Nikolay Gavrilievich – candidate of technical sciences, director
maraday@yandex.ru	

Получена 10.07.2025