

УДК 550.834.017; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.02>

<https://orcid.org/0000-0002-2397-9069>

<https://orcid.org/0000-0001-8339-0590>

<https://orcid.org/0000-0002-5026-6195>

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ 32 ЮЖНОГО УЧАСТКА ЧИНАРЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ



С.С. САТАЕВА,
доктор PhD, доцент,
sataeva_safura@mail.ru



А.А. МУРЗАГАЛИЕВА,
магистр технических наук,
alma_7121972@mail.ru



Д.С. НАЗАРОВА,
магистр техники и технологий,
nazarova.ria@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖАНГИР ХАНА
Республика Казахстан, 090009, г. Уральск, ул. Жангир хана, 51

Проведен анализ факторов, влияющих на освоение качественных и рентабельных запасов нефти и газа региона (оценка, проектирование). В целях эксплуатации скважин изысканы направления расчета размеров запасов.

Рассмотрены научно-технические тенденции их (скважин) освоения. Проведен всесторонний анализ комплексных изысканий на скважине №32 Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенной на Южном участке района.

*Гидродинамические исследования проводили методом интерпретации кривой восстановления давления (КВД) по определению пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств пласта и состоянию призабойной зоны. Данные исследования подтвердили низкие фильтрационно-емкостные свойства коллектора: проницаемость – 0,004 мкм², проводимость – 0,056 мкм²*м, гидропроводность – 0,055 мкм²*м/МПа*с. Скин-фактор изменялся в диапазоне - от -0,92 до 18,4, что свидетельствует об ухудшении состояния призабойной зоны пласта.*

Динамика пластового давления по данным гидродинамических исследований показало, что в залежи по мере отборов происходит снижение пластового давления. По состоянию на октябрь 2019 г., согласно данным КВД, пластовое давление в скважине №32 составляет 38 МПа.

Скважина №32 в течение анализируемого периода (5 месяцев) работала на трех режимах (с июля по сентябрь 2019 г. с шайбой диаметром 6 мм, с конца сентября с шайбой диаметром 8 мм, в октябре – 10 мм). При этом с увеличением диаметра шайбы до 8 и 10 мм резко снизилось забойное рабочее с 25 до 11 МПа и статическое забойное с 37.5 до 29.7 МПа давления. В анализируемый период скважина работала с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом. Средний газовый фактор составил $757 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение, пласт, скважина №32, гидродинамические исследования, пластовое давление, призабойная зона.

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ ЧИНАРЕВ КЕН ОРНЫНЫҢ ОҢТҮСТІК УЧАСКЕСІНДЕГІ 32 ҰҢҒЫМАНЫ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ

С.С. САТАЕВА, PhD докторы, sataeva_safura@mail.ru

А.А. МУРЗАГАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, alma_7121972@mail.ru

Д.С. НАЗАРОВА, техника және технология магистрі, nazarova.ria@mail.ru

ЖӘҢГІР ХАН АТЫНДАҒЫ БАТЫС ҚАЗАҚСТАН АГРАРЛЫҚ-ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 090009, Орал қ-сы, Жәңгір хан көшесі 51

Жұмыста аймақтың мұнай-газ сапалы және рентабелді қорын игеруге ықпалын тигізетін факторларға жүйелі түрде талдау жасалған (бағалау, жобалау) және пайдалану мақсатында қор мөлшерін есептеудің озық бағыттары іздестірілген, игерудің ғылыми-техникалық жаңа үрдістері қарастырылған. Ауданның оңтүстік бөлігінде орналасқан Чинарев мұнай-газ конденсаты кен орнының №32 ұңғымасындағы кешенді ізденістерге жан-жақты талдау жүргізілді.

Қабат қысымын, пласттың қабаттық қасиеттерін және ұңғыма түбінің аймағының жағдайын анықтау үшін қысымды қалпына келтіру қисығын (ҚҚҚ) интерпретациялау арқылы гидродинамикалық зерттеулер жүргізілді. Бұл зерттеулер коллектордың төмен кеуектілік қасиеттерін растады: өткізгіштік – $0,004 \text{ мкм}^2$, өткізгіштік – $0,056 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, гидравликалық өткізгіштік – $0,055 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{МПа} \cdot \text{с}$. Скин-факторы -0,92-ден 18,4-ке дейінгі аралықта өзгерді, бұл ұңғы түбінің түзілу аймағының күйінің нашарлауын көрсетеді.

Гидродинамикалық зерттеулерге сәйкес пласт қысымының динамикасы қабатта тартылулар болған сайын пласт қысымының төмендеуі байқалатынын көрсетті. 2019 жылдың қазан айындағы жағдай бойынша қысымның көтерілу деректері бойынша №32 ұңғымадағы қабат қысымы 38 МПа құрайды.

Зерттеу жүргізу кезеңінде (5 ай) №32 ұңғыма үш режимде (2019 жылдың шілде-қыркүйегі аралығында диаметрі 6 мм шайбамен, қыркүйектің аяғынан диаметрі 8 мм шайбамен, қазан айында -10 мм) жұмыс істеді. Сонымен қатар, шайба диаметрінің 8 және 10 мм-ге дейін ұлғаюымен ұңғыманың жұмыс қысымы 25-тен 11 МПа-ға дейін және статикалық ұңғы қысымы 37,5-тен 29,7 МПа-ға дейін күрт төмендеді. Зерттеу мерзімінде ұңғыма мұнайдың газбен қанығу қысымынан төмен түпкі қысыммен жұмыс істеді. Орташа газды фактор $757 \text{ м}^3/\text{м}^3$ құрады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Чинарев мұнайгазоконденсат кен орны, қойнауқат, №32 ұңғыма, гидродинамикалық зерттеулер, қойнауқаттық қысым, кенжар маңы аймағы.

HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELL 32 OF THE SOUTHERN SECTION IN THE CHINAREVSKOYE FIELD OF THE WEST KAZAKHSTAN REGION

S.S. SATAYEVA, PhD, sataeva_safura@mail.ru

A.A. MURZAGALIYEVA, master of technical sciences, alma_7121972@mail.ru

D.S. NAZAROVA, master of engineering and technology, nazarova.ria@mail.ru

WEST KAZAKHSTAN AGRARIAN AND TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER ZHANGIR KHAN,
51 Zhangir Khan st., Uralsk, 090009, Republic of Kazakhstan

The paper analyzes the factors influencing the development of high-quality and cost-effective oil and gas reserves in the region (assessment, design). In order to operate wells, directions for calculating the size of reserves have been found. The scientific and technical trends of their (wells) development are considered. A comprehensive analysis of complex surveys was carried out at well No32 of the Chinarevskoye oil and gas condensate field, located in the southern section of the region.

Hydrodynamic studies were carried out by interpreting the pressure recovery curve (PRC) to determine reservoir pressure, reservoir properties and the state of the bottomhole zone. These studies confirmed the low porosity properties of the reservoir: permeability - 0.004 mkm^2 , conductivity - $0.056 \text{ mkm}^2 \cdot \text{m}$, hydraulic conductivity - $0.055 \text{ mkm}^2 \cdot \text{m/MPa} \cdot \text{s}$. The skin factor varied in the range from - 0.92 to 18.4, which indicates a deterioration in the state of the bottomhole formation zone.

Reservoir pressure dynamics (reduced to WOC) according to hydrodynamic studies showed that in the deposit, as the reservoir is withdrawn, there is a decrease in reservoir pressure. As of October 2019, according to the pressure build-up data, the formation pressure in well 32 (at the VNK level) is 38 MPa.

Well 32 during the analyzed period (5 months) worked in three modes (from July to September 2019 with a washer with a diameter of 6 mm, from the end of September with a washer with a diameter of 8 mm, in October - 10 mm). At the same time, with an increase in the washer diameter to 8 and 10 mm, the downhole working pressure sharply decreased from 25 to 11 MPa and the static bottomhole pressure from 37.5 to 29.7 MPa. During the analyzed period, the well worked with a bottomhole pressure below the saturation pressure of oil with gas. The average gas-oil ratio was $757 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

KEY WORDS: Chinarevskoye oil and gas condensate field, formation, well No32, hydrodynamic studies, reservoir pressure, bottomhole zone.

ВВЕДЕНИЕ. Казахстанские нефтегазодобывающие комплексы пересматривают многие экономические вопросы в эпоху перехода к рыночному хозяйству, что требует поиска альтернативных путей эффективного использования ресурсов нефти и газа.

Актуальность таких усилий как беспрецедентного сырья в использовании нефти и газа в производстве значительна, т. е. освоение ресурсов нефти и газа считается ключевой силой в ускорении развития всех народнохозяйственных комплексов страны.

Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов может быть научно-методической основой отдельных регионов и страны в целом.

Для получения полной информации о строении и свойствах пластов нефтегазовых месторождений проводят гидродинамические исследования скважин.

Так, например, в работах [1-4] представлен опыт разведки нефти и газа на месторождениях Иркутской области. Выделен комплекс работ по освоению и испытанию скважин в обсаженном стволе с использованием технологии «глушения скважины на забое». Такая компоновка позволяет регистрировать динамику забойного давления и выполнить полный цикл гидродинамических исследований скважины в короткие сроки.

Авторами работ [5-7] описана технология проведения гидродинамических исследований с остановкой скважины на забое. Определены проблемы исследования высокопроизводительных, проточных объектов. Анализированы технологические особенности, варианты интерпретации, возможные осложнения и мероприятия по оптимизации. Рассмотрена возможность тиражирования технологии в различных геолого-технических условиях.

Следует отметить ряд работ [8-10], где рассматривается опыт по использованию данных гидродинамических исследований скважин для геолого-гидродинамической модели на стадиях опытно-промышленных работ. Показано, что на добычный потенциал скважины может влиять как геологическое строение пласта, так и технологическое заканчивание. Выделены характерные особенности горизонтальных скважин. Проведен расчет темпов снижения пластового давления при работе аквифера. Разработана схема проектных нагнетательных скважин до перевода их в систему поддержания пластового давления.

Выбор оптимальной системы разработки для объектов со сложным геологическим строением зависит от множества факторов, знание которых помогает принимать корректные решения. Это в дальнейшем отражается на темпах добычи нефти на протяжении всего периода разработки объекта, а также на коэффициенте извлечения нефти (КИН).

Таким образом, вопросы совершенствования известных и создания новых методов контроля состояния призабойной зоны пласта, позволяющих определять в сжатые сроки фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, учитывая геолого-физические особенности разрабатываемых коллекторов, режимы эксплуатации месторождений и работы скважин являются актуальными.

Целью настоящей работы является увеличение объемов разработки месторождений нефти и газа за счет качественных гидродинамических исследований пластов и скважины №32 Чинаревского месторождения Западного Казахстана.

В настоящее время разрабатываются нефтяные пласты этого месторождения, и необходимо изучение газоконденсатных залежей под ними. В южной части Чинаревского месторождения пробурена скважина №32 и обнаружен газовый конденсат.

Гидродинамические исследования этой скважины позволят определить ее продуктивность, рассмотреть, что она будет давать в будущем, и рассмотреть пути дальнейшего увеличения ее добычи. В целях повышения освоения месторождений нефти и газа особое место отводится повышению качества гидродинамических исследований в пласте и в скважине. На *рисунке 1* представлена общая карта работ района.

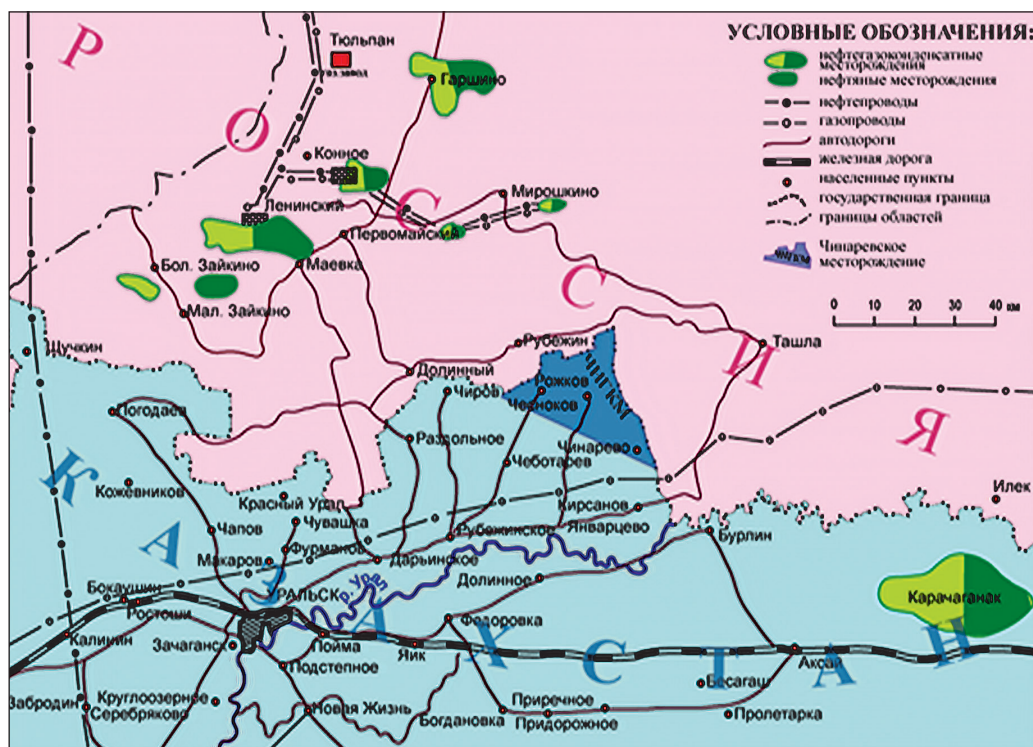


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Гидродинамические исследования на скважине 32 проводились методом интерпретации кривой восстановления давления (КВД). Выполнены исследования по определению пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств пласта и состоянию призабойной зоны.

Схема исследования в общем включала:

- замер дебита на режиме перед остановкой скважины;
- замер давления на устье, в затрубье;
- остановка скважины и запись КВД и температуры на забое глубинными инструментами;
- интерпретация КВД.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Сведения о параметрах режима эксплуатации скважины 32 до остановки, результаты интерпретации КВД с сопоставлением с исследованиями до пробной эксплуатации приведены в *таблице 1*.

Данные исследований подтвердили низкие фильтрационно-емкостные свойства коллектора, принятые в проекте: проницаемость – $0,004 \text{ мкм}^2$, проводимость – $0,056 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$, гидропроводность – $0,055 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$. Скин-фактор изменялся в широком диапазоне – от минус 0,92 до 18,4, что свидетельствует об ухудшении состояния призабойной зоны пласта. Коэффициент продуктивности получен при режиме эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения и имеет низкое значение – на уровне $2 - 4 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$, что значительно меньше проектного $9 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Таблица 1 – Результаты исследований методом КВД

Дата исследования	Компания	Интервал перфорации	Параметры эксплуатации скважины до остановки на КВД						Результаты интерпретации КВД							
			Диаметр штуцера, мм	Забойное давление, МПа	Дебит нефти, м³/сут	Газовый фиксатор, м³/м³	Обводненность, %	Кэфф. продуктивности, м³/сут/МПа	Длительность записи КВД, часы	Глубина замера, м	Пластовое давление на глубине замера, МПа	Пластовая температура, С°	Кэфф. проницаемости (k), мкм²·ч	Кэфф. проводимости (kh), мкм²·ч	Кэфф. гидродоупрочности (kfr/m)	Скин-фактор
25.09-03.10. 2020	ТОО «ГеоТех Сервис»	4896-4926	4	44,0					84	4820	50,0	105,7				
16-18.10. 2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		8	28,9	124,3	586	0	7,3	42,2	4898	45,9	107	25,2	126	784,6	9,14
17-26.10. 2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		12	11,2	50,0	2100	0	2,0	186	4890	36,0	107	2,58	30,9	192,4	1,9
06.07. 2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		6	28,4	57,59	1125	0	4,3	6	4900	41,6	105,7	4,59	55,1	292,6	-0,92
03-07.10. 2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		8	15,1	48	1089	0	2,1	78	4823	37,5	103,6	2,85	34,2	55,1	0,985
26.11-03.12. 2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		10	10,3	38,1	814	0	1,9	80	4831	30,6	102,5	4,72	56,6	55,1	18,4

Начальное пластовое давление, определенное при исследовании скважины 32 при опробовании составляло 55,6 МПа (приведено к абс.отм. ВНК минус 4830,5 м).

Динамика пластового давления (приведенное к ВНК) по данным гидродинамических исследований приводится на рисунке 2.

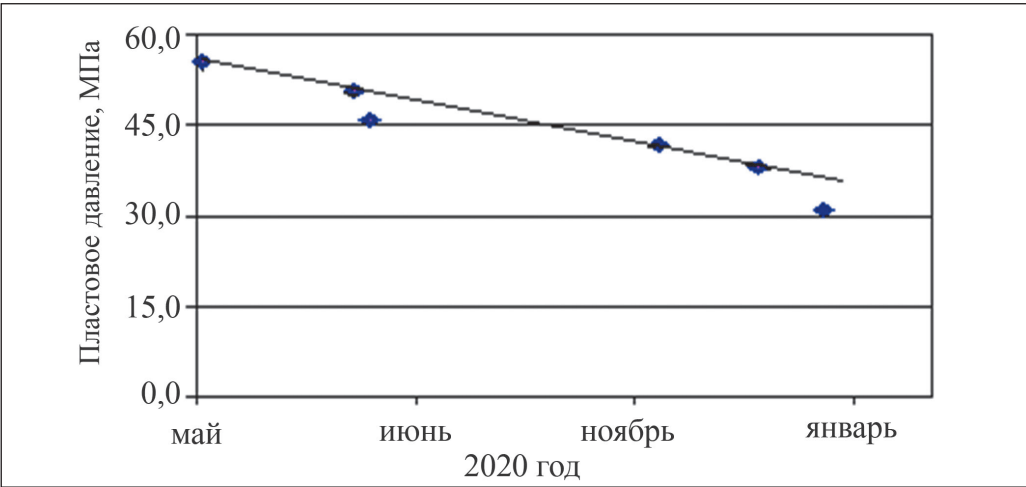


Рисунок 2 – Динамика пластового давления

Как видно из *рисунка 2*, в залежи по мере отборов происходит существенное снижение пластового давления, что может свидетельствовать об ограниченности зоны дренирования. Режим работы залежи характеризуется как упруго-замкнутый.

По состоянию на октябрь 2019 г., согласно данным КВД, пластовое давление в скважине 32 (на отм. ВНК) составляет 38 МПа.

Анализ эксплуатации скважины 32

Оптимизация режимов фонтанирования в процессе эксплуатации производилась, согласно намечаемого на каждый месяц технологического режима, установкой необходимого диаметра проходного отверстия штуцера (шайбы).

На *рисунке 3* приведен график режимов работы скважины 32 за анализируемый период.

Как видно, из графика, скважина 32 в течение анализируемого периода (5 месяцев) работала на трех режимах (с июля по сентябрь 2019 г. с шайбой диаметром 6 мм, с конца сентября с шайбой диаметром 8 мм, в октябре – 10 мм). При этом с увеличением диаметра шайбы до 8 и 10 мм резко снизились забойное рабочее с 25 до 11 МПа и статическое забойное с 37.5 до 29.7 МПа давления. Большое снижение забойного давления возможно обусловлено снижением притока флюида в скважину, так как увеличение дебита нефти при этом небольшое (5 м³/сут). В сентябре 2019 года в скважине провели 2 обработки от асфальто-смолисто-парафиновых отложений, что

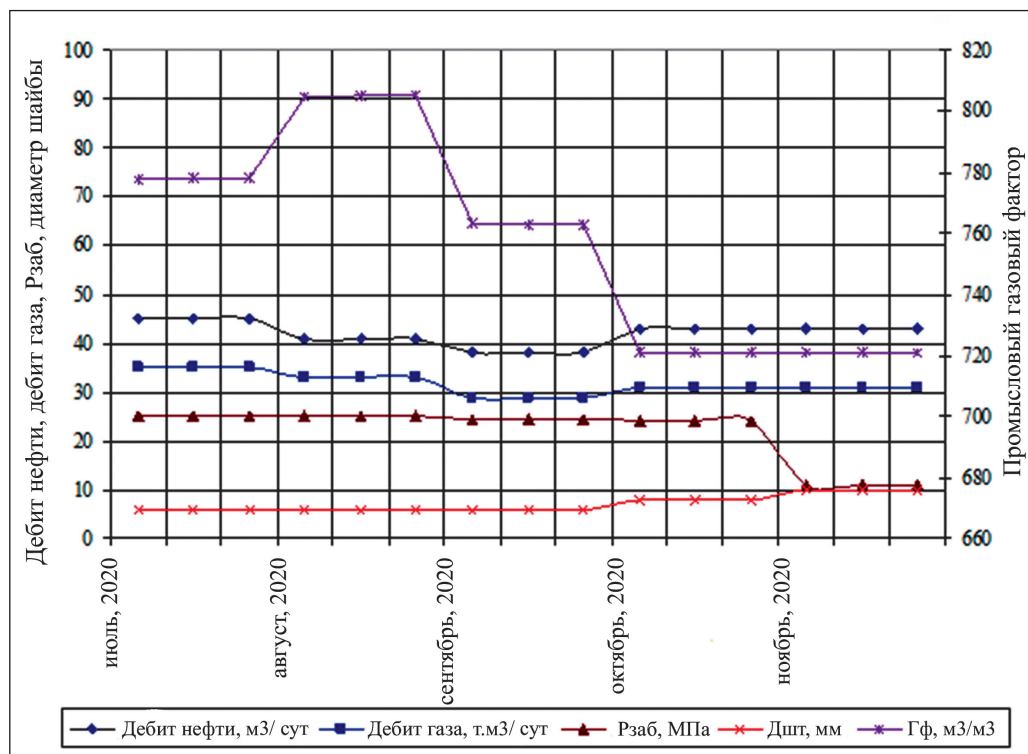


Рисунок 3 – Режим работы скважины 32

возможно обусловило небольшое увеличение дебита в октябре-ноябре месяцах. В декабре скважина была остановлена.

В целом, скважина характеризовалась как низкопродуктивная, небольшой дебит обеспечивался высокой депрессией 15-18.7 МПа. Весь анализируемый период скважина работала с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом. Средний газовый фактор составил $757 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Таким образом, исследовательские работы на скважине 32 в период эксплуатации проводили в соответствии с рекомендуемым графиком. Замеры дебитов нефти и газа, определение газового фактора проводили ежедневно на сепараторе УПН. Устьевое давление замеряли устьевыми манометрами. Определение химического состава воды выполняли один раз в месяц в лаборатории УПН.

Определение забойных давлений и температур проводили при гидродинамических исследованиях и геофизическими приборами путем спуска глубинных инструментов в скважину с периодичностью один раз в квартал.

Гидродинамические исследования проводили методом КВД с периодичностью один раз в квартал.

Исследования устьевых проб флюида и геофизические исследования по определению профиля притоков на скважине №32 после ввода ее в эксплуатацию не проводили.

В будущем, необходимо продолжать исследовательские работы по уточнению геолого-физической характеристики муллинской залежи. В связи с малой изученностью свойств пластовых флюидов на данном этапе и для подтверждения давления насыщения нефти газом провести полный комплекс РВТ-исследований глубинных проб пластовой нефти, отобранных непосредственно из скважин, перфорированных на муллинский продуктивный пласт Южного участка месторождения Чинаревское.

Дальнейшее проектирование промышленной разработки залежи следует проводить с учетом полученных результатов пробной эксплуатации и бурения бокового ствола в скважине 32. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Новиков А.В., Богомолова Е.Ю., Кородюк И.С. Характеристика месторождений нефти, газа и конденсата в Иркутской области // Известия Байкальского государственного университета. – 2017. – Т. 27. – № 4. – С. 459-467. [Novikov A.V., Bogomolova E.Yu., Korodyuk I.S. Harakteristika mestorozhdenij nefti, gaza i kondensata v Irkutskoj oblasti // Izvestiya Bajkal'skogo gosudarstvennogo universiteta. – 2017. – T. 27. – № 4. – S. 459-467.]
- 2 Винокуров М. А. Перспективы газификации Иркутской области // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2009. – № 3 (65). – С. 30-33. [Vinokurov M. A. Perspektivy gazifikatsii Irkutskoy oblasti // Izvestiya Irkutskoy gosudarstvennoy ekonomicheskoy akademii. – 2009. – № 3 (65). – S. 30-33.]
- 3 Винокуров М. А. Ресурсы и запасы природного газа в Иркутской области // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2009. – № 2 (64). – С. 24-30. [Vinokurov M. A. Resursy i zapasy prirodnogo gaza v Irkutskoy oblasti // Izvestiya Irkutskoy gosudarstvennoy ekonomicheskoy akademii. – 2009. – № 2 (64). – S. 24-30.]
- 4 Назарьев В.А., Царев А.В., Суслов Н.А., Васильев В.И. Минерально-сырьевой потенциал Иркутской области // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. –

2010. – № 1. – С. 69-75. [Nazar'yev V.A., Tsarev A.V., Suslov N.A., Vasil'yev V.I. Mineral'no-syr'yevoy potentsial Irkutskoy oblasti // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2010. – № 1. – С. 69-75.]
- 5 Валиахметова А.Р., Павельева Ю.Н., Котежеков В.С., Григорьев А.С. Оптимальное планирование гидродинамических исследований скважин на основе ценности информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 – № 2 (12). – С. 20-24. [Valiakhmetova A.R., Pavel'yeva YU.N., Kotezhikov V.S., Grigor'yev A.S. Optimal'noye planirovaniye gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na osnove tsennosti informatsii // PRONEFT'. Professional'no o nefti. – 2019 – № 2 (12). – С. 20-24.]
 - 6 Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. – М.: Наука, 2010. – 327 с. [Dem'yanov V.V., Savel'yeva Ye.A. Geostatistika: teoriya i praktika. – М.: Nauka, 2010. – 327 s.]
 - 7 Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. -Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 896 с. [Kremenetskiy M. I., Ipatov A.I., Gulyayev D.N. Informatsionnoye obespecheniye i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey. – Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2011. – 896 s.]
 - 8 Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018 – № 1(7). – С. 52-57. [Listoykin D.A., Ridel' A.A., Kovalenko I.V. Gidrodinamicheskiye issledovaniya skvazhin kak instrument korrektyrovki geologicheskikh dannyyh i otsenki vliyaniya podstilayushchikh vod na razrabotku plasta PK 1-3 Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya // PRONEFT'. Professional'no o nefti. – 2018 – № 1(7). – С. 52-57.]
 - 9 Коваленко И.В., Сохошко С. К., Листойкин Д. А. Оценка влияния подстилающих вод на разработку пласта высоковязкой нефти ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения с помощью гидродинамических исследований скважин // Нефть и газ. Тюменский индустриальный университет. – 2018 – №1. – С. 57-63. [Kovalenko I.V., Sokhoshko S. K., Listoykin D. A. Otsenka vliyaniya podstilayushchikh vod na razrabotku plasta vysokovyzkoynoy nefti PK 1-3 Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya s pomoshch'yu gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin // Neft' i gaz. Tyumenskiy industrial'nyi universitet. – 2018 – № 1. – С. 57-63.]
 - 10 Баженов Д.Ю., Ридель А.А., Листойкин Д.А. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпромнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С.52-55. [Bazhenov D.Yu., Ridel A.A., Listoykin D.A. Kompleksirovaniye rezul'tatov gidrodinamicheskikh i promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy na primere neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya PAO «Gazpromneft'» // Neftyanoye khozyaystvo. – 2016. – №12. – С. 52-55.]