

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЕСЧАНООЗЕРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА О. КОЛГУЕВ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

С.С. Блох¹, В.А. Цыганков², Ю.В. Алексеева¹, Г.Х. Ефимова¹, О.Я. Андреева¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: sergeyblokh@yandex.ru

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: vadichjob@mail.ru

Песчаноозерское месторождение находится в северо-западной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на о. Колгуев в Баренцевом море [1] (рис. 1). На месторождении выделено два лицензионных участка (рис. 2), один из которых до настоящего времени разрабатывается АО «Арктикнефть» (Западный и Восточный блоки месторождения) и другой – ООО «Арктическая нефтяная компания» (Центральный блок).

Залежи углеводородов (УВ) приурочены к терригенным отложениям чаркабожской свиты нижнего триаса (пачки А, Б, В и Г). Нефтяные залежи на месторождении сосредоточены в продуктивных пластах А, Б, В₁-В₅, Г₁-Г₈; газоконденсатные залежи расположены в пластах В₁, В₂, Г₁-Г₈, а газовые шапки – в пластах В₁-В₃, Г₃, Г₅ (рис. 3). Всего – 52 объекта, из которых чисто нефтяных – 17, газоконденсатных – 9, нефтегазоконденсатных – 25, газонефтяных – 1.

Общая толщина чаркабожской свиты составляет 335–402 м, в ней выделено 113 нефтяных, 66 газовых и 18 газонефтяных залежей. Продуктивные отложения относятся к коллекторам порового типа, не выдержанным по площади и разрезу. При этом верхняя часть разреза имеет линзовидное строение, к тому же осложненное тектоническими экранами. В нижней части его происходит опесчанивание. Коллекторы продуктивных пластов характеризуются сложным строением, в литологическом отношении они представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами [2].

Размеры месторождения ~ 29x10 км. Нефтяные и газовые залежи – мелкие. В целом по величине извлекаемых запасов всех УВ месторождение относится к категории средних. На месторождении до настоящего времени два недропользователя. При обосновании эксплуатационных объектов в первых проектных документах исходили не из геолого-геофизических особенностей объединяемых в единый объект разработки продуктивных пластов, а из границ лицензионных участков обоих недропользователей на поверхности. В результате такого подхода на месторождении выделено четыре объекта разработки: Западный и Восточный+Южный блоки в пределах площади лицензионного участка АО

«Арктикнефть»; Западно-Центральный и Центральный блоки – лицензионного участка ООО «Арктическая нефтяная компания» (табл. 1).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

Параметры	Западный блок (11 пластов)	Западно-Центральный блок	Восточный блок (13 пластов)	Южный блок	Центральный блок (13 пластов)
Пласты	Г ₁ , Г ₂ , Г ₄ , Г ₆ , Г ₇ , В ₁ , В ₂ , В ₃ , В ₄ , В ₅ , А	В ₂ , В ₃ , В ₄ , В ₅	Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ , Г ₅ , Г ₆ , Г ₇ , Г ₈ , В ₁ , В ₂ , В ₃ , В ₄ , В ₅ , Б	В ₁ , В ₂	Г ₁ , Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ , Г ₅ , Г ₆ , Г ₈ , В ₁ , В ₂ , В ₃ , В ₄ , В ₅ , Б
Тип залежи	пластовые, тектонически и литологически экранированные				
Тип коллектора	терригенный				
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,23–5,80	2,61–4,48	2,02–4,80	-	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,20–6,80	6,93–6,97	1,03–5,40	3,00–13,20	43,26
Коэффициент пористости, д.ед.	0,213–0,243	0,202–0,238	0,213–0,237	0,239–0,262	0,223
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,380–0,449	0,457	0,381–0,445	0,444–0,455	0,412
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	8–86	25–37	19–86	78–80	64
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,072–0,494	0,138–0,323	0,088–0,381	0,345–0,575	0,197
Расчлененность	0,33–17,17	2,0	0,17–2,76	1,67–3,00	0,3–3,6
Начальное пластовое давление, МПа	15,89–17,37	16,38–17,37	15,3–16,38	14,25	16,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,560–0,620	0,65	0,650–0,721	0,578	0,976
Газосодержание, м ³ /т	250	215	174–215	174	215
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,656	0,589	0,669	0,669	0,663
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	1,8	4,7	5,6	4,3	6,1

В табл. 1 приведены геолого-физические характеристики продуктивных пластов нефтяных залежей месторождения, при рассмотрении которых можно заключить, насколько сложным является месторождение и в каком диапазоне изменяются основные параметры пластов по площади и указанным выше объектам разработки. Среди перечисленных параметров следует обратить внимание на такие важнейшие характеристики, как нефтенасыщенная толщина, пористость, проницаемость, коэффициент песчанности и расчлененность. При этом по пластам нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 43,3 м; пористость – от 0,200 до 0,260; проницаемость низкая и изменяется от 8 до 80x10⁻³ мкм², коэффициент песчанности низкий, от 0,07 до

0,49 (и только по пластам В₁ и В₂ в Южном блоке составляет 0,35–0,57), расчлененность – от 0,17 до 2,8 в Восточном блоке и от 0,3 до 17,0 – в Западном блоке.

Физические свойства нефти в пластовых условиях составляют: плотность нефти – 0,67–0,75 г/см³, вязкость – 0,48–0,72 мПа·с, давление насыщения – 9,2–14,8 МПа, газосодержание – 194–262 м³/м³. Нефть легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Месторождение было введено в разработку в 1985 г. С начала разработки до настоящего времени по месторождению составлено и утверждено ЦКР «Роснедра» несколько проектно-технологических документов, последним из которых является «Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море» (по данным ООО «НИПИморнефть», 2015 г.).

Во всех проектных документах предполагалось разрабатывать месторождение с поддержанием пластового давления (ППД) путем внутриконтурного заводнения (в сочетании площадного и очагового). 30-летний опыт разработки указывает на низкую эффективность метода ППД. Данный метод увеличения нефтеотдачи пластов начал применяться в начале 2000 г. на Западном и Восточном блоках месторождения (АО «Арктикнефть»). Однако широкого промышленного внедрения он до настоящего времени не получил. В связи с этим текущее пластовое давление стало в динамике значительно снижаться и на отдельных участках оно снизилось от начального (15–17 МПа) до величины, которая ниже давления насыщения нефти газом (9–15 МПа). Из-за низкой приемистости скважин в процессе пробной закачки воды в Центральном блоке от ППД вообще отказались, что привело к значительному разгазированию нефти в пластовых условиях. В данном блоке текущее пластовое давление в районе отдельных скважин составляло от 2,0 до 7,0 МПа. Это привело к смене упругого режима фильтрации на режим растворенного газа [3–4].

Из-за экономических кризисов последних лет, островного положения месторождения и целого ряда природно-климатических особенностей района, в котором месторождение расположено, бурение новых скважин для уплотнения существующей сетки и БС временно было приостановлено.

Проблемы, сложившиеся в процессе длительной разработки месторождения потребовали рассмотрения и внедрения некоторых геолого-технических мероприятий

(ГТМ) для уменьшения темпов падения добычи нефти и ее стабилизации.

В соответствии с утвержденными проектными документами месторождение по состоянию на 01.01.2016 г. разбурено добывающими и нагнетательными скважинами с плотностью сетки от 16 га/скв. в Центральном блоке до 60 га/скв. – в Восточном+Южном блоках.

Общий фонд скважин всех категорий на месторождении должен составить 278, из которых еще подлежат бурению 123 скважины, из них добывающих – 55, нагнетательных – 68.

Длительная эксплуатация месторождения и его чрезвычайно сложное геологическое строение также предопределили необходимость бурения боковых стволов (БС) для увеличения коэффициента охвата продуктивных пластов при разработке.

Внедрение ГТМ было решено начать в 2018–2020 гг. на лицензионном участке АО «Арктикнефть», исходя из более благоприятных геолого-физических особенностей этого участка и общего состояния его разработки, сложившегося к 2015 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на этом лицензионном участке пробурено 64 скважины, из которых действующих добывающих – 24 (фонтанных – 3 и оборудованных штанговыми глубинными насосами – 21), бездействующих – 16, нагнетательных – 7, остальные скважины либо в консервации, либо ликвидированы (таких скважин было 17).

На указанную дату с данного участка от начала разработки было отобрано более 1,1 млн т нефти, закачано в пласты пачки «В» около 1,0 млн м³ воды, обводненность добываемой продукции составила 12%, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой достигла величины порядка 50%. Накопленный отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил около 16%, при том, что текущий КИН составил всего лишь 0,044 (при утвержденном Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) РФ – 0,281). Добыча нефти за 2014 г. по ЛУ АО «Арктикнефть» составила всего 31 тыс. т, в том числе по Восточному блоку – 27 т и по Западному блоку – 4 тыс. т. На указанную выше дату среднее пластовое давление по пласту «В» составляло по Западному блоку – 7 МПа, по Восточному блоку – 6 МПа при начальном пластовом давлении 16 МПа. Работы по разбуриванию и эксплуатации скважин по Южному блоку законсервированы на неопределенное время.

Целый ряд негативных моментов в разработке Песчаноозерского месторождения привел к необходимости составления нового «Дополнения к технологической схеме

разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения...» (ООО «НИПИморнефть», 2015 г.). В указанной работе исследовано несколько вариантов разработки.

В результате технико-экономического анализа всех вариантов был выбран и рекомендован к внедрению тот, в соответствии с которым предусмотрено провести значительный объем ГТМ (кислотные обработки) по добывающим и нагнетательным скважинам, а также продолжить, начиная с 2018 г., бурение новых скважин.

Рекомендациям по кислотным обработкам предшествовал анализ результатов экспериментальных работ, проведенных ранее на месторождении, подбор скважин осуществлялся с учетом их текущего состояния и геолого-геофизических характеристик. Выбор же конкретного кислотного состава для стимуляции продуктивного пласта, а также последовательность обработок скважин были основаны на стандартных подходах по проектированию кислотных обработок (КО) с учетом опыта лабораторных исследований.

Кислотные обработки (по сравнению с другими методами интенсификации добычи нефти) на данном объекте сопряжены с меньшими технологическими рисками, так как проводятся при достаточно низком пластовом давлении и могут выполняться собственными силами недропользователя, стоимости химических реагентов и обработок в целом сравнительно невелики.

В качестве объектов для кислотных обработок были выбраны скважины, вскрывшие пласты Г₂–Г₈ и В₁–В₄. Общее количество таких скважин составило 33.

Ввиду недостаточной изученности месторождения и в большинстве случаев отрицательных результатов проведенных кислотных обработок, в первую очередь следует провести тестовые работы на малодобитных скважинах и скважинах бездействующего фонда. Для установления эффективности и более полного анализа результатов КО (в частности, определение начального и конечного скин-факторов) рекомендуется проведение гидродинамических исследований скважин до и после их обработки.

Также перед началом проведения кислотных обработок требуются лабораторные тесты на совместимость пластового флюида с предложенным кислотным составом и исследования фильтрации через образец натурального керна. В случае частичной или полной несовместимости выбранных объектов необходима адаптация кислотного состава к геолого-промысловым условиям [5].

Для повышения производительности терригенных коллекторов с высокими рисками неудачи при проведении кислотной обработки (в частности из-за высокого наличия чувствительных глин), как правило, используются не фторсодержащие кислотные составы, а многокомпонентные смеси с множественными стабилизирующими добавками, наряду с соляной кислотой. Применение таких составов приведет к положительному эффекту от КО и поможет избежать набухания и миграции глинистых компонентов породы; образования вторичных осадков реакции кислоты с породой; образования эмульсий и кислотных нефтесладжей, а также осадков гидроксида железа. Они будут способствовать проникновению кислоты в глубь пласта и препятствовать образованию водяных блоков, ликвидируя адсорбированную и связанную воду [5].

Предлагаемый интенсифицирующий кислотный состав «ПАВ-СКС» марки А (разработанный в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина в 2013 г.), приготовленный на водном растворе хлорида калия, представляющий собой ПАВ-спирто-кислотную композицию для кислотных обработок карбонатных и терригенных коллекторов, призван уменьшить перечисленные выше проблемы, а также помочь достичь прироста дебита (добывающих) и приемистости (нагнетательных) скважин [6].

Вышеуказанные мероприятия должны обеспечить достижение утвержденного КИН (равного 0,281) при коэффициенте вытеснения – 0,656 и коэффициенте охвата – 0,424.

Помимо кислотных обработок, были рассмотрены и некоторые виды гидроразрыва пласта (ГРП). Например, целесообразно проведение в скважинах ГРП с протяженной трещиной, позволяющей одновременно со стимуляцией скважин связать мелкие залежи (линзы) в единый резервуар. В случае присутствия в продуктивном разрезе подошвенных вод при тонких разделяющих перемычках предложена технология ГРП с селективным размещением проппанта по высоте трещины или с одновременной селективной изоляцией подошвенных вод. При радиальном вскрытии пласта в скважинах необходимо использовать рабочие жидкости, не приводящие к набуханию глинистого цемента продуктивных пластов.

Состояние разработки лицензионного участка и технико-экономический анализ ГРП (по АО «Арктикнефть») позволили сделать вывод, что, учитывая низкую стоимость барреля нефти и высокую дороговизну операций по ГРП, в настоящее время проведение ГРП на месторождении экономически нецелесообразно. Как показал накопленный опыт разработки этого месторождения, достижение указанного КИН – задача очень сложная.

В связи с этим, чем раньше начнутся работы по промышленному внедрению кислотных обработок, тем реалистичнее не только сохранить достигнутые объемы добычи нефти на этом лицензионном участке, но и увеличить их. Наряду с этим, особое внимание необходимо уделить методу поддержания пластового давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кульпин Л.Г.* Особенности Арктических морских месторождений в условиях гидратонасыщенной субмаринной криолитозоны // Нефтяное хозяйство. 2004. № 9. С. 76–79.
2. *Блох С.С., Акоюн Р.А., Ефимова Г.Х., Кандауров Д.Ю.* О некоторых особенностях разработки арктического нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // ГЕОПЕТРОЛЬ–2010: Тез. докл. науч.-техн. конф. Краков (Польша): ИНиГ, 2010. С. 427–428.
3. *Баишев Б.Т., Блох С.С., Иоффе О.П., Котов В.А., Луценко В.В., Подлапкин В.И.* Способ разработки нефтяной залежи: Пат. 2012784 РФ. – № 5021884/03; Заявл. 28.11.91; Оpubл. 15.05.94 // Изобретения. 2004. № 4. 3 с.
4. *Стрижов И.Н., Захаров М.Ю., Ибрагимов А.Х., Блох С.С., Конышев Б.И., Мищук И.Н., Бойчук И.Я.* Способ разработки нефтяной залежи: Пат. 2019686 РФ. – № 5007173/03; Заявл. 23.09.91; Оpubл. 15.09.94 // Изобретения. Полез. модели. 2000. № 27. 6 с.
5. *Экономидес М.Д., Хилл А.Д., Экономидес К.Э.* Способы добычи нефти: Главы 13–16. Уфа, 2005. 143 с.
6. *Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетишина Л.Ф.* Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов // Учебное пособие. М.: Издат. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. 120 с.

REFERENCES

1. *Kul'pin L.G.* Osobennosti Arkticheskikh morskikh mestorozhdeniy v usloviyakh gidratonasyshchennoy submarinoy kriolitozony // Neftyanoe khozyaystvo. 2004. № 9. S. 76–79.
2. *Blokh S.S., Akopyan R.A., Efimova G.Kh., Kandaurov D.Yu.* O nekotorykh osobennostyakh razrabotki arkticheskogo neftegazokondensatnogo Peschanoozerskogo

mestorozhdeniya na o. Kolguev v Barentsevom more // GEOPETROL'-2010: Tez. dokl. nauch.-tekhn. konf. Krakov (Pol'sha): INiG, 2010. S. 427–428.

3. *Baishev B.T., Blokh S.S., Ioffe O.P., Kotov V.A., Lutsenko V.V., Podlapkin V.I.* Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi: Pat. 2012784 RF. – № 5021884/03; Zayavl. 28.11.91; Opubl. 15.05.94 // *Izobreteniya*. 2004. № 4. 3 s.

4. *Strizhov I.N., Zakharov M.Yu., Ibragimov A.Kh., Blokh S.S., Konyshev B.I., Mishchuk I.N., Boychuk I.Ya.* Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi: Pat. 2019686 RF. – № 5007173/03; Zayavl. 23.09.91; Opubl. 15.09.94 // *Izobreteniya. Polez. modeli*. 2000. № 27. 6 s.

5. *Ekonomides M.D., Khill A.D., Ekonomides K.E.* Sposoby dobychi nefti: Glavy 13–16. Ufa, 2005. 143 s.

6. *Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A., Mukhin M.M., Davletshina L.F.* Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov // *Uchebnoe posobie*. M.: Izdat. tsentr RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina. 2011. 120 s.

ПРИЛОЖЕНИЕ

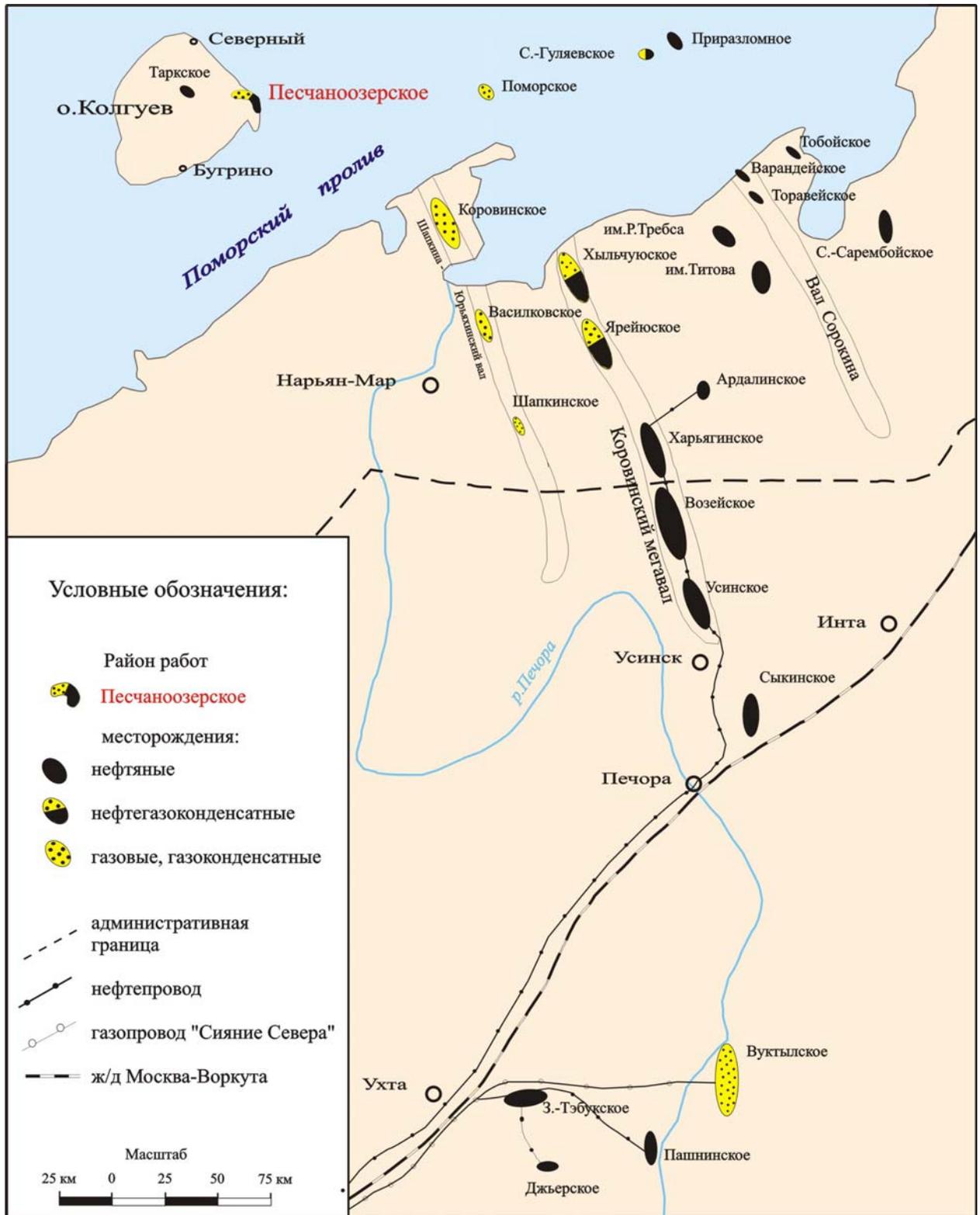


Рис.1. Обзорная схема района работ

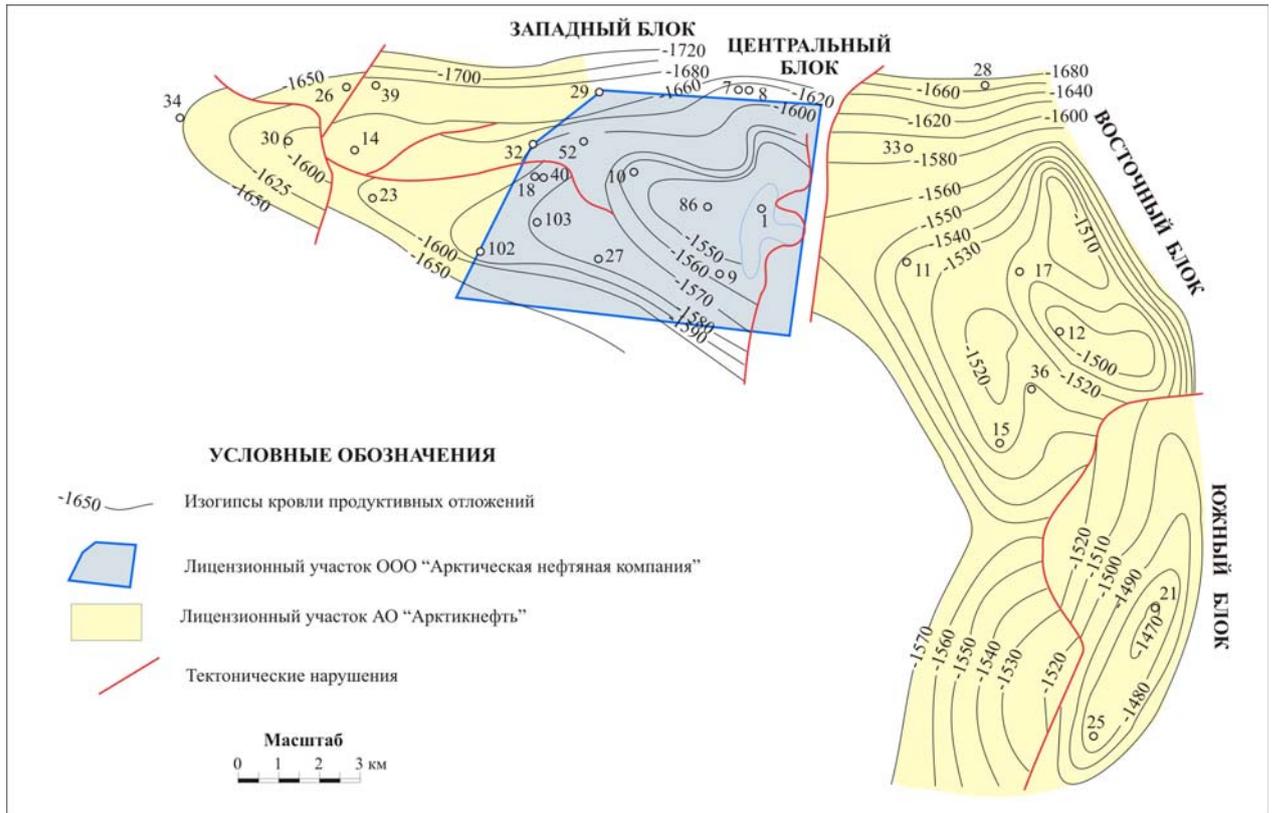


Рис. 2. Структурная карта (кровля продуктивных отложений)

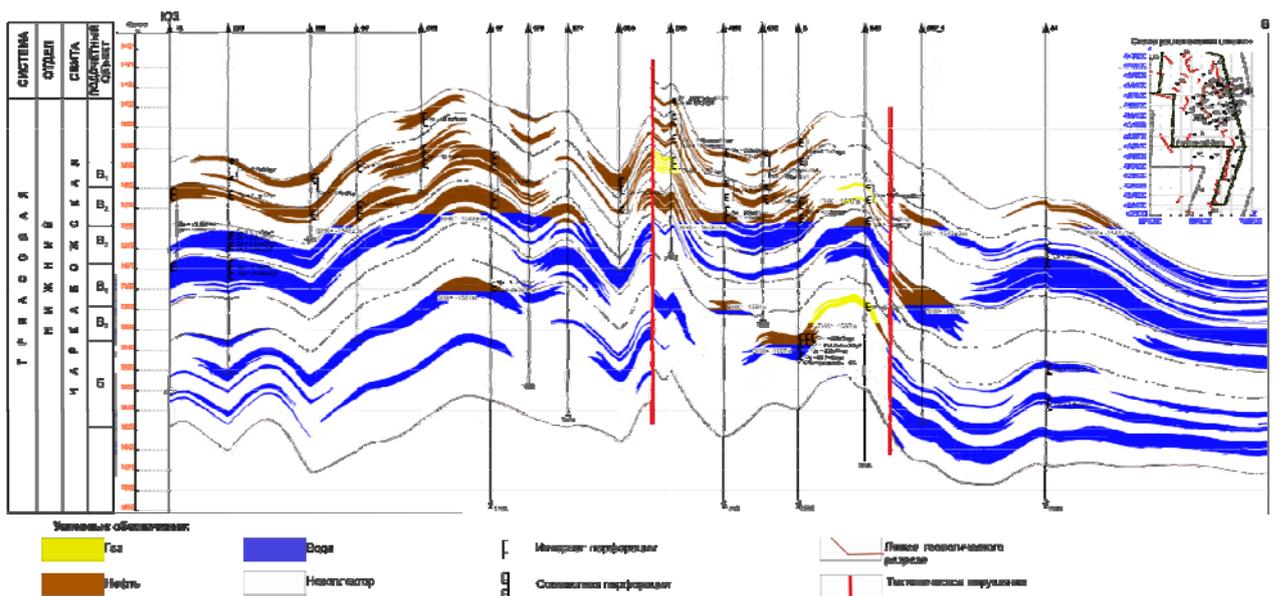


Рис. 3. Геологический разрез продуктивных пластов пачек В и Б по линии XII–XII (скв. 36, 550, 100, 97, 542, 17, 576, 571, 564, 546, 452, 578, 5, 549, 547_1, 41)