

нижнесреднеюрских продуктивных отложений. Актуальность исследования нижнесреднеюрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты на территории Томской области не вызывает сомнений в связи с их повышенной нефтегазоносностью и слабой изученностью. По мере увеличения буровых работ растет понимание значительно большей сложности строения продуктивных резервуаров. На сегодняшний день условия формирования отложений региона и данные о литологии, являющиеся основой нефтегазопромысловых параметров пласта, нуждаются в уточнении с точки зрения современных взглядов.

Нижнесреднеюрские отложения на изучаемой территории представлены геттанг-раннетоарским нефтегазоносным комплексом, состоящим из преимущественной пролювиально-аллювиальных толщ, перекрытых ингрессионной тогурской свитой (раннетоарского возраста), позднеотоар-ааленских и байос-батских нефтегазоперспективных комплексов, представленных аллювиальными, озерно-болотными, дельтовыми и прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями, содержащими промышленные запасы углеводородов. В раннесреднеюрскую эпоху осадконакопление на изучаемой территории происходило в условиях часто меняющихся палеогеографических обстановок и сопровождалось сменой разнообразных форм рельефа, что, вероятно, послужило формированию сложнопостроенных коллекторов с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами.

Вопросы геологического строения и условий формирования нижнесреднеюрских отложений на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции рассмотрены в работах многих советских и российских геологов: Г.Ф. Степаненко и Л.С. Черновой (1998), М.Ю. Зубкова (1999, 2001), М.Ф. Печеркина, В.В. Шелепова (1999), Г.Ф. Ильиной (2002), Н.М. Недоливко (2003), Т.Г. Тен (2003), Е.Е. Даненберга, В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной (2006), О.С. Черновой (1995, 2010, 2014) и многих других исследователей. Несмотря на значительную литологическую изученность данных толщ, многие вопросы, касающиеся петрофизического обоснования разработки данных коллекторов, остаются открытыми. В связи с чем к детальному изучению особенностей строения сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов, сосредоточенных в отложениях нижней-средней юры, можно подойти только с помощью комплексирования литолого-петрофизических методик исследования терригенных осадочных толщ.

Нами разработан комплексный метод исследования нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложений юго-востока Западной Сибири, включающий изучение кернового материала с целью определения генезиса описываемых отложений, дальнейшее построение палеогеографических реконструкций на время накопления продуктивных пластов нижней и средней юры на исследуемой территории, моделирование седиментологических обстановок по керну скважин и построение комплексных статических 3D моделей.

Литература

1. Чернова О.С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 256 с.
2. Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2002. – С. 96 – 116.
3. Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф., Шелепов В.В. Критерии оценки перспектив промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты // Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Материалы научно-практической конференции геологов, посвященной памяти В.У. Литвакова. – Тюмень, 1999. – С. 122 – 140.
4. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
5. Тен Т.Г. Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов // Дис. канд. геол.- минер. наук. – Томск, 2003. – 188 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.И. Исламова, Т.И. Исламов, Н.В. Агалаков

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

С каждым годом, проблема разработки нетрадиционных (карбонатных) коллекторов приобретает все большую актуальность в связи с уменьшением запасов нефти в традиционных (терригенных) коллекторах.

Несмотря на имеющиеся большие запасы карбонатных коллекторов, в Российской Федерации преимущественным является добыча из терригенных коллекторов, поскольку для карбонатных и трещинных коллекторов характерен ряд принципиальных особенностей: низкая пористость, сложное строение порового пространства, высокая неоднородность фильтрационных и емкостных свойств, увеличенное количество трещин, неоднородность, повышенная вязкость нефти; и, как следствие всего этого – невысокие значения коэффициента извлечения нефти (КИН).

На сегодняшний день в Волго-Уральской нефтегазосной провинции одним из направлений поддержания уровня соответственно и увеличения КИН нефти является активная разработка нефтяных залежей, с характерными для данного региона низкой проницаемостью и имеющими сложное строение карбонатными залежами турнейско-фаменского возраста.

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

Специфика данных месторождений заключается также в сложной фильтрационно-емкостной модели, которая характеризуется пустотным пространством различного типа (преимущественно кавернами); высокими показателями газосодержания и давлениями насыщения. Разработка таких залежей требует постоянного контроля как давлений на забое, так и коэффициентов продуктивности добывающих скважин.

Для удержания вертикальных раскрывшихся трещин необходимо соблюдать условие: пластовое давление должно быть выше, чем боковое горное давление. Боковое горное давление определяется, исходя из учета коэффициента бокового распора [1].

Так, при средней плотности горных пород 2700 кг/м^3 Озерного месторождения, горное давление составляет $48,2 \text{ МПа}$.

Используя предложенную формулу, В.Д. Викториным для V карбонатных коллекторов (1), можно найти коэффициент бокового распора (2),

$$V = 0.2 - 0.006 \cdot m_{\text{абс}} \quad (1)$$

где $m_{\text{абс}}$ – полная пористость горной породы, %.

$$K_{\text{бок}} = \frac{v}{1-v} \quad (2)$$

где v – коэффициент Пуассона.

Так, при полной пористости породы, равной 11 %, коэффициенте Пуассона, равному 0,134 и коэффициенте бокового распора, равному 0,155, боковое горное давление равно $7,45 \text{ МПа}$.

На основе гидродинамических исследований скважин были построены индикаторные диаграммы (рис.). В зонах $P_{\text{заб}} > P_{\text{бок}}$ наблюдаются слабо искривлённые при давлениях ниже линии в сторону оси $P_{\text{заб}}$, в зонах $P_{\text{заб}} < P_{\text{бок}}$ отмечается уменьшение раскрытия трещин при деформациях в коллекторе, вследствие сильных искривлений линий в сторону оси ординат [2]. Для части залежи рифового гребня характерна открытая естественная трещиноватость, а в зонах низких рельефных участках трещины заполнены преимущественно микрокристаллическим кальцитом [3].

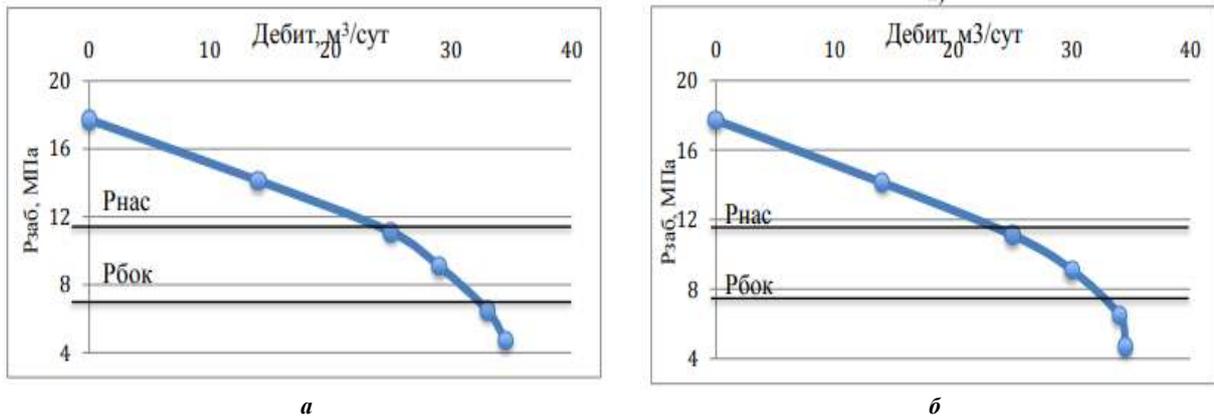


Рис. 1 Индикаторные диаграммы по скважине 429 (а) и 430 (б) Озерного месторождения

Характеристика по скважинам №429 и №430 приведена в таблицах 1 и 2. Скважина №429 прбурена в зоне рифового гребня, а скважина №430 – в низкорельефном участке.

Значения трещинной и общей проницаемости определены по данным КВД.

При снижении в скважине 429 давления до $6,4 \text{ МПа}$ трещины полностью сомкнулись, и коллектор из трещинно-порового перешел в поровый тип.

Таблица 1

Характеристика скважины №429

Дата	Дебит, м³/сут	Рпл. тек, МПа	Рзаб, МПа	Рзаб/Рбок	Кпрод, м³/(сут·МПа)	Кобщ, 10 ⁻³ ·мкм²	Ктрещ, 10 ⁻³ ·мкм²
05.2006	42	12,10	11,4	1,53	60,00	89,8	62,0
09.2008	5,4	11,90	8,80	1,18	1,74	70,3	42,1
04.2009	6,6	11,20	8,40	1,12	2,36	58,5	30,4
08.2009	5,6	11,54	8,70	1,16	1,97	59,9	30,0
12.2010	5,4	11,64	6,40	0,86	1,03	37,6	9,0
01.2012	2,5	11,25	5,80	0,78	0,46	28,4	0
03.2013	2	10,95	4,00	0,54	0,29	22,1	0

Таблица 2

Характеристика скважины №430

Дата	Дебит, м ³ /сут	Рпл.тек, МПа	Рзаб, МПа	Рзаб/Рбок	Кпрод, м ³ /(сут*МПа)	Кобщ, 10 ⁻³ ·мкм ²	Ктрещ, 10 ⁻³ ·мкм ²
03.2006	37,6	14,90	14,3	1,92	62,66	126,0	102,8
04.2011	107,6	15,20	7,17	0,96	17,06	78,9	56,0
06.2011	104,9	14,91	6,22	0,83	12,08	58,6	35,7
12.2011	89	16,10	7,91	1,06	10,87	85,2	62,4
01.2013	80	16,00	11,7	1,57	18,60	95,1	72,0
03.2013	75	14,50	9,10	1,22	13,89	77,4	57,4
07.2013	74,5	14,20	6,6	0,88	11,87	59,8	39,5
01.2014	73,9	14,10	5,8	0,77	11,55	50,1	28,9

По снижению в скважине 430 давления, равному 7,17 Мпа, трещинная проницаемость снижается в 1,84 раза.

Таким образом, основным фактором, воздействующим на продуктивность и производительность скважин, разрабатываемых в условиях карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции, является забойное давление. Как видно, снижение забойного давления ведет к смыканию трещин в пласте, соответственно это ведет к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин. Исходя из анализа данных ГДИС скважин, значение забойного давления следует рационализировать для каждой добывающей скважины [4].

Литература

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
2. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Черепанов С.С., Балдина Т.Р., Филиппов Е.В. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 6. – С. 40 – 43.
3. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство, 2014. – №4. – С. 51 – 53.
4. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство, 2014. – №11. – С. 120 – 122.
5. Robert C., Earlougher Jr. Advances in well test analysis. Society of Petroleum Engineers of AIME. – New York, 1977. – P. 264.

КОМПЛЕКСНЫЙ ЛЮМИНЕСЦЕНТНО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЙ И ГАЗОКАРОТАЖНЫЙ АНАЛИЗ В ИЗУЧЕНИИ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЗБП7 КОМСОМОЛЬСКОГО ГАЗОНЕФТЕКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Э.Р. Кадырлиев

Научный руководитель доцент Ф.И. Фатуллаев

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия

Работа составлена по материалам научно-производственной практики, пройденной в Ямало-Ненецком автономном округе, на территории Комсомольского газоконденсатнонефтяного месторождения, в 15 километрах от г. Губкинского. Комсомольское газоконденсатнонефтяное месторождение является одним из крупнейших газовых месторождений России, отличительная характеристика которого – добыча самого дешёвого газа в стране. Месторождение характеризуется наличием двух куполов. Перспективный Восточный купол, протяжённостью от 15 до 20 тыс. м, дополнен Западным куполом, занимающим от 10 до 15 тыс. м.

К основным особенностям месторождения относятся необычная структура геологического строения и большое количество газонефтяных залежей с относительно ограниченным объёмом запасов [1].

Геологический разрез месторождения представлен палеозойскими отложениями, вскрытыми на глубине 3650-4500 м; отложениями трёх отделов юрской системы, несогласно залегающими на породах палеозойского фундамента; меловыми отложениями нижнего и верхнего отдела; тремя отделами палеогена и осадками четвертичной системы, представленными песками, глинами, супесями, суглинками. Наиболее интересными для изучения являются именно меловые отложения, которые разрабатываются на месторождении.

Пласт ЗБП7 имеет возраст от раннего валанжина до позднего апта и относится к вартовской свите. По результатам опробования пласт ЗБП7 представлен коллектором терригенного типа, со средней пористостью 19-25%, нефтенасыщенной толщиной до 7,5 м и коэффициентом нефтеизвлечения 0,256. Тип залежи – сводовая, массивная.

В ходе прохождения практики автор работал на хорошо оснащённой станции ГТИ, где проводились газокаротажный и люминесцентно-битуминологический анализ. Суть люминесцентно-битуминологического и газокаротажного анализа заключалась в исследовании шлама выбуренных пород под люминоскопом и микроскопом, регистрации суммарного содержания газов, их компонентного состава в буровом растворе, и на основе этих данных контроля процесса бурения, вплоть до достижения забоя.